XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Os desafios do Planejamento Energético
24 a 26 de agosto de 2022

ANAIS DO XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

ISBN: 978-65-992540-1-7

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Comitê Organizador

Arnaldo Walter - UNICAMP
Augusto Teixeira de Albuquerque - UFC
Carla Freitas de Andrade - UFC
Edson da Costa Bortoni - UNIFEI
Jamil Haddad - UNIFEI
Juliana Klas - UFRGS
Kelly Reis - SBPE
Lúcia Garrido - SBPE
Paula Meyer Soares - UnB
Rubem César Rodrigues Souza - UFAM

Comitê Científico

Alexandre Salem Szklo - UFRJ
Andreia Alves Costa - UnB
Angela Machado Rocha - UFBA
Annemarlen Gehrke Castagna - UTFPR
Arnaldo Walter - UNICAMP
Carmen Brum Rosa - UFSM
Edmilson Moutinho dos Santos - USP
Edson da Costa Bortoni - UNIFEI
Eduardo Crestana Guardia - UNIFEI
Fernanda Caseño Trindade Arioli - UNICAMP
Helder Queiroz Pinto Junior- UFRJ
Jamil Haddad - UNIFEI
Joaquim Seabra - UNICAMP
Juliana Klas - UFRGS
Kamyla Borges da Cunha - iCS
Luiz Augusto Horta Nogueira - UNIFEI
Marcelo Santana Silva - IFBA
Marcos Vinícius Xavier Dias - UNIFEI
Mônica Cavalcanti Sá de Abreu - UFC
Patricia Regina Sobral Braga - UnB
Paula Meyer Soares - UnB
Roberto Akira Yamachita - UNIFEI
Rubem César Rodrigues Souza - UFAM
Sergio Valdir Bajay - UNICAMP
Virgínia Parente – USP

APRESENTAÇÃO

O XIII CBPE apresenta, em sua concepção, os desafios do planejamento energético na atualidade. Com um formato híbrido em polos, trazendo mesas de debate em diversas regiões do país, esta edição proporcionou uma participação mais ampla e rica, trazendo a diversidade e o diálogo, o olhar local com a possibilidade de integração nacional.

Se de um lado estamos, finalmente, saindo de uma grande pandemia que assolou o mundo inteiro, por outro lado, estamos bem no meio de uma transição energética que busca alternativas para o desenvolvimento sustentável.

Soluções energéticas renováveis baseadas em sistemas eólicos, sejam na plataforma continental ou em alto mar, utilização de sistemas termo solares e fotovoltaicos, armazenamento de energia, e a economia do hidrogênio que se desponta, se apresentam como reais soluções para um sistema energético perene.

Nesse contexto, além de garantir a tão buscada segurança alimentar, mais uma vez, o Brasil se apresenta como o grande bastião desse desenvolvimento, pois a abundância de nossos recursos naturais, sejam minerais ou energéticos, nos coloca em posição privilegiada em relação ao resto do mundo.

Essa espetacular característica traz ao nosso trabalho uma responsabilidade muito grande, a de planejar um futuro energético sustentável que perdure por gerações e gerações. Nesse sentido, a SBPE – Sociedade Brasileira de

Planejamento Energético, desempenha um papel fundamental, o de congregar as melhores mentes e tornar em realidade todo o potencial de que dispomos.

O tempo atual pede essa busca por novas formas de atuação e principalmente de planejamento. Somos um país vasto, com abundância de recursos naturais assim como de complexidades socioambientais.

A divulgação dos trabalhos apresentados durante o XIII CBPE é uma forma de difundir os resultados das pesquisas realizadas e incentivar o desenvolvimento de novos projetos que possam beneficiar o planejamento energético no Brasil.

Comissão Organizadora

SUMÁRIO

Os trabalhos foram organizados por ordem alfabética dos títulos.

A atuação de cientistas na formulação de acordos internacionais
Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Thiago Luis Felipe Brito; Matheus Antonio Souza Ferreira

A bioeletricidade no PDE 2031: ajustes necessários
Zilmar Souza

A cultura do girassol em Mato Grosso e sua utilização na produção de biodiesel: uma análise competitiva entre soja e girassol no estado
Anderson Nunes de Carvalho Vieira

A eficiência na produção das matérias-primas vegetais utilizadas na geração do biodiesel no Brasil
Simão Pereira da Silva Pereira; Alexandre Sylvio Vieira da Costa Vieira

A fusão nuclear via máquinas do tipo Tokamak – energia elétrica para o futuro do desenvolvimento humano
Filipe Wiltgen

A Guerra Rússia versus Ucrânia e a perspectiva de redução da dependência europeia diante do gás natural e do petróleo russos: Uma avaliação focada na possibilidade de fomento à transição energética
Felipe Júnio Sabino Sousa; André Felipe Simões; Thalles Moreira de Oliveira

A new proposal for an energy auction by attributes using the AHP Method
Rodrigo Flora Calili; Daniel Alfradique Leite; Isabela Alves de Oliveira; Daniel Ramos Louzada; Gustavo Pires da Ponte

A Poluição do Ar na China
Lisandra Gomes Mateus; Roberta de Souza Oliveira; Marco Aurelio Santos

A regulação por incentivos e a evolução das perdas nas tarifas de energia elétrica no Brasil
Luis Carlos Carrazza; Marcelo Hlebetz de Souza

A utilização de aditivos biodegradáveis em fluidos de perfuração: uma alternativa de sustentabilidade para a indústria energética
Camilo Andrés Guerrero Martin; Vinicius Frantinne Brito Alves; Larissa Silva da Silveira; Marcelo Santos Amaral; Vando José Costa Gomes

Abordagem multicritério para hierarquização de fontes hidrelétricas no contexto do setor elétrico brasileiro: a ótica do planejador
Vanessa Cardoso de Albuquerque; Rodrigo Flora Calili

Acessibilidade a Projetos de Eficiência Energética: Um caso de sucesso em uma Instituição Federal de Ensino Superior (IFES)
Antonio Marcio Lemos; Edson de Oliveira Pamplona; Giancarlo Aquila

Alternativas para mobilidade urbana sustentável: comparação entre veículo elétrico a bateria íon-lítio e a célula a combustível (utilizando ACV)
Estevão Brasil Ruas Vernalha; Sônia Regina da Cal Seixas

Ampliação do mercado livre de energia elétrica e possíveis caminhos para as distribuidoras em face da sobrecontratação
Rodrigo Mota Rodi; Rafael Crochemore Ney; Breno Carneiro Pinheiro; Célio Bermann

Análise comparativa de dados de reanálise ERA5 e observacionais de escoamento atmosférico para estudos de geração eólica no Nordeste brasileiro
Wland Oliveira Camilo Júnior; Davidson Martins Moreira; Allan Rodrigues Silva; Yasmin Kaore Lago Kitagawa; Diogo Nunes da Silva Ramos; Rizzieri Pedruzzi; Armando Temporal Neto

Análise comparativa de diferentes tipos de armazenamento de energia: características, potenciais e obstáculos
Eduardo Ferreira de Oliveira; Gustavo José Luna Filho

Análise Comparativa Entre Duas Tecnologias de Sistemas Fotovoltaicos Conectado à Rede Elétrica
Elder Costa; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella

Análise Comparativa Qualitativa como método avaliativo para o uso da CCUS no mundo
Laila França da Costa; Thiago Luis Felipe Brito; Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Análise comparativa tarifária para inserção de geração fotovoltaica em um consumidor residencial
Olga Moraes Toledo; Danielly Norberto Araújo; Felippe Melo Campos; Lucas do Espírito Santo Fernandes; Ana Tereza Andrade Borba

Análise crítica sobre a recente metodologia aprovada pela ANEEL para estabelecimento das Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias para o segmento de distribuição de energia
Lindemberg Nunes Reis; Rodrigo Flora Calili

Análise da arquitetura que inclui sistemas fotovoltaicos na infraestrutura de telhados de casas populares
Renata Ortiz Silva; Miguel Udaeta; André Luiz Veiga Gimenes; Henrique Fernandes Camilo

Análise da demanda residencial de energia elétrica no Estado da Bahia (2004 a 2021)
Luis Oscar Silva Martins; Marcelo Santana Silva; Fábio Matos Fernandes; Ednildo Andrade Torres; Lucas da Silva Almeida

Análise da Expansão da Geração Fotovoltaica Centralizada no Sistema Elétrico Brasileiro
Francine Ferreira da Silva; Gustavo Nikolaus Pinto de Moura

Análise da influência da capacidade de hospedagem na operação de um sistema de distribuição considerando o limite de tensão
Marcielly dos Reis Macedo; Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior; Aryfrance Rocha Almeida

Análise da inserção das fontes renováveis de energia em função dos aspectos regulatórios energéticos em Moçambique
Ajumar Omar Alfaica; Beluário Benjamim Manjate; Geraldo Lúcio Tiago Filho; Regina Mambeli Barros; Ivan Felipe Silva dos Santos

Análise da modulação diária de geração como serviço ancilar para usinas hidrelétricas
Daniel Firmo Kazay; Carlos Roberto Mendonça da Rocha; Murilo Reolon Scuzziato; Paulo Galassi; Rafael Jose de Andrade; Rafael de Souza Favoreto

Análise da Performance de Diferentes Tecnologias para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Diferentes Messoregiões no Paraná
Bruno Yoshiake Nakahata; Jair Urbanetz Junior

Análise da Simultaneidade de Curvas de Carga Residencial e Comercial com a Disponibilidade da Geração Fotovoltaica
César Lédio de Alencar Filho; Cassio Tersandro de Castro Andrade

Análise da utilização de bioenergia e captura e armazenamento de carbono no Brasil
Pamela Ramos Rocha dos Santos; Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Análise da viabilidade do uso de baterias em sistemas fotovoltaicos conectados à rede quando associados à modalidade Tarifária Branca: estudo de caso aplicado a consumidores do estado de São Paulo
Bruna Iva Ferrer Azevedo; Eduardo Crestana Guardia; Fabricio Silveira Chaves

Análise das perdas técnicas através da criação de um novo modelo considerando a inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos
Poleana Gehrke; Criciéle Castro Martins

Análise das vibrações dos transformadores de distribuição para fins de manutenção
Carlos Kuriyama

Análise de cenários de mudança na distribuição de gás na Europa com o conflito Rússia-Ucrânia
Huang Ken Wei

Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos instalados com diferentes topologias na cidade de Curitiba
Joel Claudiano da Silva; Jair Urbanetz Junior

Análise de Desempenho dos Projetos de Dessalinização com Sistemas Fotovoltaicos no Semiárido Piauiense
Alcileide Dalilia de Sousa Meneses; Marcos Antônio Tavares Lira; Albemerc Moura de Moraes

Análise de leilão de energia para suprimento de sistemas isolados
Karen Melo; Rubem Souza; José Carvalho; Thainara Silva

Análise de Mercado da Geração Distribuída no Brasil: Influência da Regulamentação e Políticas de Incentivos
Thiago Rodrigues Costa Carvalho

Análise De Um Sistema Fotovoltaico De Geração Distribuída Instalado Em Uma Edificação Com Arquiterura Bioclimática Medição, Modelagem e Simulação
Eduardo da Silva Almerão; Giuliano Arns Rampinelli

Análise de viabilidade de implementação de uma política pública de acesso universal à eletricidade em comunidades isoladas de Angola a partir da experiência do Programa Luz para Todos (LPT)
Lourenço Lopes Gomes; Kátia Cilene Rodrigues Madruga; Leonardo Elizeire Bremermann

Análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos para diferentes tipos de unidades consumidoras do grupo B
Lucas Lima Provensi; Gabriel Henrique Grala; Matheus Kenzo Shimizu; Rafael Krummenauer; Oswaldo Curty da Motta Lima; Cid Marcos Gonçalves Andrade

Análise de viabilidade econômica na instalação de sistemas fotovoltaicos em Organizações Militares
Priscila Dias Pereira; Marcio Zamboti Fortes; Estevão Gomes Pereira; Lucas Gappo Ferreira da Silva

Análise do ambiente estratégico das termelétricas a óleo combustível no Brasil para a década de 2020
Juliana Fernandes Ferreira Pádua; Luiz Moreira Coelho Junior; Wilton Lima Souza; Renato Barros Pinheiro; Victor Hugo Ribeiro dos Santos; João Carlos de Oliveira Mello; Dorel Soares Ramos; Roberto Castro

Análise do ciclo de vida dos processos de biodigestão e incineração do lodo de ETE considerando a recuperação energética
Laura Campello; Geraldo Lúcio Tiago Filho

Análise do desempenho de um motor elétrico posteriormente ao reparo
Emilyana da Trindade Santos; Marcos Alves Rodrigues; Carlos Aparecido Ferreira

Análise do Impacto da Crise Hidrológica sobre a Garantia Física de Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte
Pedro Augusto Costa; Geraldo Lúcio Tiago Filho

Análise do Impacto do Marco Legal da Geração Distribuída na Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Baixa Tensão
Olga Moraes Toledo; Felippe Melo Campos; Danielly Norberto Araújo; Lucas do Espírito Santo Fernandes; Ana Tereza Andrade Borba

Análise do modelo de reajustes e revisões tarifárias de energia elétrica para o setor industrial: estudo de caso do estado do Ceará
Cassio Tersandro de Castro Andrade; Arthur Arruda Cipriano

Análise do perfil de tensão de uma rede de distribuição com a inserção de veículos elétricos em Car Sharing
Marina dos Santos; Bernardo Sorgatto; Felipe Silva Barbosa

Análise do Programa de Eficiência Energética da Agência Nacional de Energia Elétrica em relação ao desempenho energético da envoltória de uma edificação – um estudo de caso
Pedro Czamanski Schwalm; Juliana Klas; Flavio Vanderlei Zancanaro Júnior

Análise do volume de óleo residual de fritura descartado pelos pequenos e grandes geradores no município de Londrina/PR e suas formas de descarte
Isadora Guilherme Branco Guilherme Branco; Carmen Luisa Barbosa Guedes; Ana Paula Fernandes Koeke; Juliani Chico Piai Paiva

Análise dos acordos do Brasil com países da América Central e da África (1990-2018)
Mussa Jau; Iure Paiva; Jean Michel Waykel

Análise dos custos de capital para uma termoelétrica a óleo combustível no Nordeste brasileiro: Uma aplicação do WACC e CAPM
Amadeu Junior da Silva Fonseca; Luiz Moreira Coelho Junior; Roberto Castro; Dorel Soares Ramos; João Carlos de Oliveira Mello

Análise dos Impactos na Economia Brasileira da substituição do combustível da frota de carros Ciclo-Otto por eletricidade em VEs, usando um modelo de equilíbrio geral
Mariana de Mello Duarte

Análise e Impactos da Prestação do Serviço Ancilar de Controle de Frequência no SIN
Natália Álvares Teixeira Hiendlmayer; Paulo André Sehn da Silva; Ivan Marques de Toledo Camargo

Análise Econômica de um Sistema de Geração de Vapor Solar para Recuperação Térmica de Campos de Petróleo Maduros
Leticia Capistrano Favero; Vinicius Garibaldi Rigon; Gustavo Artur de Andrade

Análise Energética de um Sistema Híbrido Utilizando Bomba de Calor para Resfriamento de um Sistema Fotovoltaico para o Aproveitamento da Energia Solar Térmica
Giovanni Augusto Petrucci; Juan José Garcia Pabon

Análise regulatória comparando os setores de saneamento básico e gás canalizado
Taluia Croso; Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Virginia Parente

Análise sistêmica da inserção da tecnologia V2G em uma cidade utilizando ferramentas do Planejamento Integrado de Recursos
Marcos Frederico Bortotti; Pascoal H. Rigolin; Miguel Udaeta; Jose A. Baesso Grimoni

Análise sistêmica do aproveitamento de Itaipu e a integração energética Local e Regional através de vetores energo-economicos
Bruno Franciscato; Miguel Udaeta; André Luiz Veiga Gimenes; Fernando Amaral de Almeida Prado Jr

Análise sobre a implementação dos RED no sistema de iluminação no CETENS utilizando o software system advisor mode (SAM)
Clenilton Alves; Gabriele Costa Gonçalves; Luiz Henrique Santos Silva; Consuelo Cristina Gomes Silva

Análise Técnica e Econômica de Minigeração Conectada em Unidade Consumidora de MT, combinada com Armazenamento de Energia Elétrica Considerando o Novo Marco Regulatório
Raul Scapini Weiand; Patrícia Ramis da Costa; Maicon Jaderson Silveira Ramos; Bibiana Maite Petry Ferraz; Mariana Resener

Análise técnico-econômica da inserção de petróleos não convencionais no mercado internacional
Ivo Avila Filho; Gustavo Nikolaus Pinto de Moura

Aplicação da análise de correlação e regressão linear no setor elétrico: uma aplicação na Usina Hidrelétrica de Henry Borden
Shevine Risso; Patrícia Asano; Jonathas Silva; Eduado Subtil

Aplicação da evolução diferencial no processo de otimização da previsibilidade de afluências hídricas
Celso Rosa de Azevedo Júnior; Helder de Paula

Aplicação de algoritmos de otimização para determinação do montante ótimo de demanda contratada
Walter Aguiar Martins Júnior; Débora Finazzi Luz Farah; Carla Cristiny Esteves de Oliveira; Danilo Ferreira de Souza; Felipe Moya Scarsi; Rogerio Lucio Lima; Jakson Paulo Bonaldo

Aplicação de um modelo de Equilíbrio Geral para estimar os impactos socioeconômicos da descarbonização do setor elétrico no Brasil
Hugo Muniz Bolognesi; Danielle Rodrigues Raimundo; Carla Kazue Nakao Cavaliero; Marcelo Pereira da Cunha

Aplicação de uma nova Estrutura Dinâmica para o aumento da eficiência econômica do Método Nodal atualmente empregado no Brasil para alocar o custo da transmissão
Marcelo Azevedo Benetti; Mauricio Sperandio; Raimundo Celeste Ghizoni Teive; Moises Machado Santos; Felipe Nicoletti Lima

Aplicação do Software Homer em Projeto de Conjunto Habitacional de Interesse Social Autossustentável
Pedro H. P. S. Luz; Mauro Donizeti Berni

Aplicação dos conceitos de Planejamento Espacial Marinho para a identificação de áreas disponíveis para desenvolvimento de energia eólica offshore no Brasil
Mauricio Hernandez C.; Eliab Ricarte; Emilio La Rovere

Aplicações de Blockchain em Sistemas de Energia Elétrica
Marina de Almeida Barbosa; Douglas de Tarso da Silva; Gabriel Antônio Fanelli de Souza; Roberto Akira Yamachita; Geraldo Lúcio Tiago Filho; Benedito Claudio da Silva

Aporte de dados geofísicos e geológicos para a expansão do setor de gás no estado do Paraná
João Paulo Guilherme Rodrigues Alves; Claudio Riccomini

Aproveitamento da Energia Eólica em uma Cidade no Noroeste do Rio Grande do Sul: Uma Análise com Geração de Pequeno Porte
Matheus Fanfa da Veiga; Leonardo Fraga Zambeli; Iuri Castro Figueiró

Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos: impactos ambientais e comparação com a disposição em aterro sanitário
Laurene Desclaux

Aspectos técnicos associados à conexão de um sistema de armazenamento transportável de 1 MW/1 MWh em sistemas de distribuição de 13,8 kV e 34,5 kV
Pedro Henrique Aquino Barra; Antônio Eduardo Ceolin Momesso; Pedro Inácio de Nascimento Barbalho; Eduardo Nobuhiro Asada; José Carlos de Melo Vieira Júnior

Atualizações hidrológicas e a reavaliação do aproveitamento energético de uma Central Geradora Hidrelétrica em operação
Lucas Mascarenhas Pereira de Sá; Gabriel Harison Faustino de Souza; Marcos André de Oliveira

Avaliação da Bacia do Paraná para estocagem geológica de CO2
Gabriel Maciel Bastos

Avaliação da Composição Química do Efluente da Usina Experimental de Biogás da Cidade Universitária da USP
Alice Akemi Tagima; Bruno Alves Pereira; Alexandre Alves Mendonça; Paulo Roberto Américo da Silva; Túlio Teixeira Sawatani; Júlia Carolina Bevervanso Borba Ferrarese; Samantha Christine Santos; Camila Agner D'Aquino; Ildo Luis Sauer

Avaliação da Eficiência Energética em Função do Tempo De Estocagem Da Espécie Prosopis Juliflora
Anna Beatriz Bencke Brandão; Marta Celia Dantas; Monica Carvalho

Avaliação da eficiência energética em uma edificação comercial: análise comparativa de métodos no semiárido potiguar
Keliany da Silva Lima; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella

Avaliação da geração de biogás por meio de resíduos das cadeias produtivas de proteína animal e de RSU para produção energética na região do núcleo de educação de Assis Chateaubriand
Elias Gabriel Magalhães Silva; Lívia Maria de Castro Correa; Wallysson Klaus Pires Barros; Maria Helena Sousa

Avaliação da hibridização de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para gerenciamento de riscos
Rebeka Passos Gomes; Fabiola Sena; Jorge Andrés Cormane Angarita

Avaliação da viabilidade de implantação de geração fotovoltaica em habitações de interesse social
Franciele de Libero Espírito Santo; Carmen Luisa Barbosa Guedes; Juliani Chico Piai Paiva

Avaliação das características de materiais cerâmicos para uso em trocadores de calor com microturbinas a gás
Deiglys Borges Monteiro

Avaliação de dados de estações solarimétricas com dados de reanálise ERA5 no semiárido do Nordeste brasileiro
Armando Temporal Neto; Rizzieri Pedruzzi; Diogo Nunes da Silva Ramos; Allan Rodrigues Silva; Yasmin Kaore Lago Kitagawa; Wland Oliveira Camilo Júnior; José Bione de Melo Filho; Davidson Martins Moreira

Avaliação do benefício da atualização varietal da cana-de-açúcar para o produtor de etanol no âmbito do RenovaBio
Eduardo Mattos; Lucas Salgado; Danilo Perecin

Avaliação do potencial de complementariedade da geração híbrida no Brasil
Leandro Firme Croce; Geraldo Lúcio Tiago Filho; Ivan Felipe Silva dos Santos

Avaliação dos Fatores de Restrição ao Uso e de Indicadores para o Planejamento da Integração dos Resíduos de Madeira na Matriz Energética Brasileira
Ivo Leandro Dorileo; Leonardo Gomes de Vasconcelos; Mauro Donizeti Berni

Avaliação dos Impactos e do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos em Prédios Públicos
Isabel Cristina; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella; Ednardo Pereira da Rocha

Avaliação dos leilões de geração dos sistemas isolados brasileiros – estudo de caso de Boa Vista (RR)
Michele Souza

Avaliação e Aplicação do conceito de Crowdworking no Setor de Distribuição de Energia
Diogo Baldissin; Marcelo Pelegrini; Juan Carlo Mendes

Avaliação emergética preliminar de usinas sucroalcooleiras de primeira e segunda geração
Hélio Van Kranenburg Júnior Kranenburg Júnior; Eugênia Leandro Almeida; Admilson Lopes Vieira; Cid Marcos Gonçalves Andrade

Avaliação técnica e econômica do uso de energia eólica offshore na indústria do petróleo utilizando o software System Advisor Model: Caso de estudo de uma bacia mexicana
Larissa Silva da Silveira; Vinicius Frantinne Brito Alves; Marcelo Santos Amaral; Camilo Andres Guerrero Martin; Jose Leao de Luna

Avaliação técnica e econômica do uso de energia ondomotriz (wave energy) para o fornecimento de energia elétrica a dutos Pipe-in-pipe no golfo do México
Kênnya Cristina da Silva Santos; Jamille Ludimila Lopes de Almeida; Camilo Andrés Guerrero Martin; Ayla Luiza de Souza Gonçalves; Camilo Andrés Guerrero-Martin

Avaliação técnico-econômica e ambiental da captura do CO2 no setor sucroalcooleiro
João Maraccini; Joaquim Eugênio Abel Seabra

Avaliação técnico-econômica e ambiental de biocombustíveis marítimos
Lucas Cesilla de Souza; Joaquim Eugênio Abel Seabra

Avalição do Uso de Áreas Municipais para Geração de Energia Renovável: Um Estudo de Caso da Frota de Ônibus a Diesel e Elétrico do Campus da Unicamp – Campinas
Rachel Tamburini Gomes; Carla Kazue Nakao Cavaliero; Alessandra Brito Leal

Baterias de Grande Porte nos Sistemas de Transmissão e Distribuição: Benefícios ao Grid e Tendências Mundiais
Luciana Macedo de Oliveira; Paulo Sérgio Franco Barbosa

Benchmarking de mobilidade elétrica em ilhas: sistemas isolados e sinergias com fontes renováveis
Ismael Ávila; Maria Silvina Medran; Luiz Rolim; Roberto Boquetti Jr.

Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) no Brasil: análise econômica para o desenvolvimento da tecnologia no país
Brenda Silveira; Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Edmilson Moutinho dos Santos

Bioprospecção de leveduras de Frutos Amazônicos com Potencial para Fermentação Alcoólica.
Walter Sotto Mayor Fernandes Neto; Sônia Maria da Silva Carvalho Carvalho

Cadeias de valor e modelos de negócio na recarga de veículos elétricos e o papel das concessionárias de energia
Ismael Ávila; Monique Shiratori; Marcos de C. Marques; Guilherme F. Rissi

Caracterização da Matriz Elétrica da República do Benim e Possibilidades de Solução
Johnson Herlich Roslee Mensah; Ishdine Soumaila; Ivan Felipe Silva dos Santos; Geraldo Lúcio Tiago Filho

CCS em arenitos paleógenos no sudeste do Brasil
Tirzah Loriato Moraes Silva

Cenário energético para atendimento aos Sistemas Isolados de Cruzeiro do Sul - AC e Feijó – AC
Mateus Sousa Pinheiro; Paula Meyer Soares; Thelma Maria Melo Pinheiro

Ciência de dados aplicada a questionários coletados de comunidade não eletrificadas do baixo Rio Negro no Amazonas
Alessandro Trindade; Luís Henrique Simões; Samuel Gunnar Corrêa

Coalizões de defesa do setor energético de etanol de cana de açúcar no contexto brasileiro.
Isabela Shinzato; Cristiane Leite; Dominique Mouette

Comparativo dos potenciais de energia solar fotovoltaica e de biomassa no norte de Minas Gerais
Lucas Dias Fonseca; Júlia Oliveira Fernandes; João Vitor Gomes de Araújo; Hudson Dani Soares; Fidel Edson Souza; Jáder Fernando Dias Breda; Cleiton Rocha Sudré

Comportamento das propriedades energéticas de briquetes de madeira a partir da ação combinada da pressão e saturação de sua microestrutura com sólidos carbonáceos
Luana Góes Soares; Marcelo Mendes Vieira; Róbson Silva; Sérgio Renato da Silva Soares; Karolina Fernandes

Consequências da Incorporação da Lei 14.182/2021 no Cenário de Referência do PDE 2031
Maicon Jhoni Marcarini Lucion; Diana Vanessa Lopez Maldonado; Rafael Jose de Andrade

Consequências para os Sistemas de Aterramento das Subestações devido à Expansão dos Sistemas Elétricos
Wagner Rosa; Paulo Cícero Fritzen

Contexto Econômico para o Desenvolvimento e Implantação de Unidade Produtora de Diesel Verde a partir do Etanol
Márcio Rogério Nordi; Juliani Chico Piai Paiva; Carmen Luisa Barbosa Guedes

Controle de Tensão e Frequência em Sistemas de Geração Isolada: Uma alternativa utilizando lógica binária
Claudinilson Luczkiewicz; Edson da Costa Bortoni

Controle do armazenamento de energia para redução de impactos da geração fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão
Gabriel Guirao de Oliveira; Iuri Castro Figueiró; Caroline Beatriz Fucks Darui; Alexandre dos Santos Roque; Romulo Madrid de Mello; Matheus Souza da Cruz

Controvérsias sociotécnicas em infraestruturas energéticas – Análise do novo marco brasileiro da energia solar.
Alex Azevedo dos Santos

Conversão de CO2 em combustíveis e produtos de valor agregado
Miriã Andrade Theodoro; Joaquim Eugênio Abel Seabra

Corredor Verde: Operação e Desempenho da Primeira Eletrovia do Nordeste do Brasil
Ricardo Cerqueira Medrado; Danielly Norberto Araújo; Ana Tereza Andrade Borba; Pedro Ricardo Nery Nunes Silva; Gustavo Travassos Aguiar da Silva; José Antonio de Souza Brito; Maiana Barbosa da Silveira; Amanda Cortez; Eric Jordan Bastos Nascimento dos Santos

Correlação da Degradação de Módulos Solares Fotovoltaicos Baseada em Estudos de Diferentes Condições Climáticas
Eleonora Fripp Lazzari; Deborah Valverde; Greice Mechi; Rafaella Soares Leitão; Stephanie Pastorelli Biasotto

Correlação das variáveis climáticas com a geração de energia solar fotovoltaica no Município de Medianeira, PR
Bruna Alves de Souza Holanda; Evandro André Konopatzki; Leandro Antonio Pasa; Juan Nascimento; Natalia de Santi Pilonetto; Lucas de Paula; Vinicius Lima Passolongo; Roberto Padilha Rovani; Elisandra Ratke

Crise de energia no Brasil: Impacto do nível do reservatório hidrelétrico na vazão do rio
Julian Hunt

Custos ambientais das emissões atmosféricas na geração de energia elétrica: uma proposta para o setor energético nacional
Natália Rodrigues Costa Flecher; Rubens Alves Dias; José Antonio Perrella Balestieri

Custos e benefícios para uma empresa de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de geração distribuída
Evandro Lucio Fiuza; Roberto Cayetano Lotero; Breno Carneiro Pinheiro; Thayce Luan Souza Bastos; Rafael Crochemore Ney

Deposição de Fibras de Diferentes Óxidos Sobre Substratos de Vidro Para a Produção Fotocatalítica de Hidrogênio
Luana Góes Soares; Annelise Kopp Alves

Desafios da Autoprodução de Energia
Cintia Helena Flesch; Cláudio Adriano Correia Cambambi; Patricia Gomes Dallepiane; Luciane Neves Canha; Enoque Dutra Garcia

Desafios da inserção do hidrogênio na matriz energética brasileira
Agnes M. da Costa; Fernanda Delgado; Luciano José da Silva; Edlayan Passos; Virginia Parente

Desafios e oportunidades para inclusão da classificação da eficiência energética das edificações em sua fase construtiva no programa brasileiro PROCEL-Edifica
Bruno Cristino Pinheiro; Paulo Henrique de Mello Santana; Silvia Alessandra Augusto Duarte; Luís Alberto Martinez Riascos

Desafios e oportunidades para o mercado de hidrogênio verde no Brasil: uma análise SWOT
Thiago Modesto de Abreu; Luis Guilherme de Freitas Bernardes; Roberto Akira Yamachita; Edson da Costa Bortoni

Desafios e propostas de políticas públicas para redução Perdas Não Técnicas em comunidades de baixa renda do Brasil com abordagem multicritério
Anna Carolina Sermarini; Rodrigo Flora Calili

Desafios para o desenvolvimento de gás natural não convencional no Brasil: contribuições da rede GASBRAS
Nathalia Weber; Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Thiago Luis Felipe Brito; Edmilson Moutinho dos Santos

Desenvolvimento de ações técnico-educativas para uso e aplicação da energia solar fotovoltaica na educação básica: Projeto Escolas Solares no Piauí
Paulo César Da Silva Júnior; Marcos Antônio Tavares Lira; Albemerc Moura de Moraes; Gabriel Caminha de Araujo Costa

Desenvolvimento de Modelos de Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos para Integração de Geração Fotovoltaica e Veículos Elétricos
Moises Machado Santos; Mauricio Campos; Paulo Sausen; Mauricio Sperandio

Desenvolvimento de uma nova ferramenta para análise de estabilidade de tensão no software PSP-UFU: uma plataforma gratuita e de código aberto para estudos de sistemas de potência
Samuel Souto de Oliveira; Geraldo Caixeta Guimarães; Thales Lima Oliveira

Detecção de Falhas em Transformadores de Potência por Análise de Gás Livre
Valter Souza Blande; Cynthia Wanick Vieira; Richard Salomé Silva; Larissa Medeiros de Almeida; Marcio Augusto Passos Barony; José Pissolato Filho

Detecção de ilhamento na geração eólica distribuída utilizando a transformada discreta fracionária de Fourier e rede neural artificial
Leonardo Audalio Nascimento; Viviane Barrozo Ricciotti; Antonio Carlos Duarte Ricciotti; Alessandro Oliveira Lima; Quezia Nicole Monteiro Tavares; Reikson Moura Santana Matos; Alex Gomes Pereira

Dez anos de análises na estacionariedade das vazões afluentes às usinas do SIN: o que mudou?
Daniel Henrique Marco Detzel; Victor Gabriel Monteiro; Marcelo Bessa; Mauricio Pereira Cantão; Emerson Luís Alberti

Diagnóstico do Planejamento Energético para Mobilidade Elétrica da Cidade de Fortaleza
Paula Meyer Soares; Antonio Paulo de Hollanda Cavalcante; Hariel Abreu Pereira; Paulo Cesar Silva

Diagnóstico energético de uma escola pública municipal de Teófilo Otoni/MG
Lucas Moreira; Alcino Neto; Luan Giovanelli; Francisco Dalmo

Dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia por compressão de ar para o Brasil
Bruno Guimarães Mothé; Diego Cunha Malagueta

Dimensionamento e análise de viabilidade para microgeração fotovoltaica em pousadas da região do Jalapão (Tocantins)
Pedro Comparini Pires; João de Sá Brasil Lima; Giancarlo Aquila; Gabriel Martoni Andrade; Otávio Paione Machado

Dimensionamento simplificado de um sistema de minigeração eólica
Roberto Padilha Rovani; Evandro André Konopatzki; Vinicius Lima Passolongo; Elisandra Ratke; Juan Nascimento; Lucas de Paula; Bruna Alves de Souza Holanda

Dimensionamento, simulação e otimização de uma microrede rural composta por grupos geradores movidos à biogás, energia solar fotovoltaica e banco de baterias
Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca; Rodrigo Flora Calili; Sergio Leal Braga

Diminuição da nebulosidade no reservatório de Balbina/AM como resposta a instalação do extenso espelho d'água
Fabiana Bartolomei; Arcilan Assireu; Robson Passos

Economia de energia e melhorias na produção: a simbiose entre cerâmica vermelha e siderurgia
Julia Santos; Maurício Henriques

Efeitos do Sombreamento Parcial Causado Pela Sujidade Depositada Sobre Módulos Fotovoltaicos
Renan de Oliveira Alves Takeuchi; Nicole Polityto Cremasco; Jair Urbanetz Junior

Efeitos Esperados Decorrentes do Aumento da Capacidade de Geração Termonuclear no Brasil
Gabriel Luiz Ribeiro Junqueira; Marcos Vinicius Pimentel Teixeira; Paulo César Pellanda; Francisco José Arteiro de Oliveira

Efeitos redistributivos de consumo e renda dos subsídios aos transportes de passageiros na economia brasileira
Danielle Domingos Ribeiro; Ana Clara Vital Bonsanto; Giovanna Filgueiras Di Filippo; Andressa Lemes Proque; Admir Antonio Betarelli Junior

Eficiência Energética com Benchmarking para Novos Projetos e/ou Retrofit de Estações de Tratamento de Água e Esgoto
Mauro Donizeti Berni; Ivo Leandro Dorieo; Leonardo Vasconcelos; Paulo Manduca

Eficiência Energética em Máquinas Térmicas
Wagner Cunha da Silva

Eficiência energética na cerâmica vermelha – o caso da região do Seridó no Nordeste do Brasil
Mauricio Francisco Henriques Junior; Joaquim Augusto Pinto Rodrigues

Eficiência Energética Residencial, uma Análise de Viabilidade Econômica
Roney das Mercês Cerqueira; Rafael de Almeida Santos; Gabriele Costa Gonçalves; Luiz Henrique Santos Silva; Consuelo Cristina Gomes Silva

Emissão veicular nas regiões metropolitanas de São Paulo e de Campinas
Vitória Souza Diniz; Sarah Vilela Gimenes da Silva; Ludmila Mello de Amorim; Dominique Mouette; Flávia Noronha Dutra Ribeiro

Emprego de inversores fotovoltaicos multifuncionais direcionados a serviços ancilares
Arthur Costa de Souza; Luccas Tadeu Farnezes Soares; Renata Cristina da Silva

Energia, justiça ambiental e conflitos socioambientais eólicos no mundo
Carolina Silva Ribeiro

Energy Efficiency Policies in Brazil towards a Net Zero Emissions: Projections and Propositions for Sao Paulo State
Stella Maria Santos de Sousa; Ana Julieth Calderón Márquez

Enetrix, o aplicativo web da cooperação energética no mundo
Kenji Aranha Sato; Iure Paiva

Ensaio sobre o impacto dos contratos de energia térmica inflexível no custo de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste
Larissa Sbrissia Santos; Daniel Henrique Marco Detzel

Ensino de Planejamento Energético na graduação em engenharia utilizando metodologia ativa e educação centrada no aluno
Rafael Amaral Shayani

Estimativa do custo do déficit de petróleo e gás natural para a economia do estado do Espírito Santo a partir de análise insumo-produto: evidências da maldição dos recursos naturais?
Adriana Fiorotti Campos; Joilson de Assis Cabral

Estimativas da Produção de Etanol no Brasil baseados nos dados pré e perante a Covid-19
Ubirajara Souza da Silva; Ednildo Andrade Torres; Marcelo Santana Silva; Luciano Sergio Hocevar; Angela Machado Rocha; Luis Oscar Silva Martins

Estratégias para o Desenvolvimento Ambientalmente Sustentável da Mobilidade Elétrica em Fernando de Noronha
Luiz Rolim; Roberto Boquetti Jr.; Gláucio Roberto Tessmer Hax; Ismael Ávila

Estudo da Capacidade de Hospedagem do circuito de distribuição da minigeração da UNIFEI
Daniel Carneiro de Almeida; Eduardo Crestana Guardia; Marcio Andrey Roselli

Estudo da influência de fatores externos no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos Utilizando o Software ATP
Vitória Caroline Carvalho do Nascimento; Ednardo Pereira da Rocha; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella; Adriano Aron Freitas de Moura

Estudo de alternativas para redução do custo com energia elétrica no campus de Manaus da Universidade Federal do Amazonas – UFA
Márcia Drumond Sardinha; Luiz Augusto Horta Nogueira; Rubem Souza

Estudo de caso da aplicação de ações de eficiência energética e implantação de sistema fotovoltaico no prédio sede do ministério público do Piauí
Carlos Eduardo de Jesus Borges da Silva; Fábio Rocha Barbosa; Maria Vitória Damasceno Torres; Carol Chaves Mesquita e Ferreira; Ianna Batista de Oliveira Nogueira Freitas; Laiany Teixeira Costa

Estudo de caso de aplicação de aprendizagem de máquina em dados coletados de comunidade ribeirinha atendida pelo Luz para Todos no Baixo Rio Negro, Amazonas
Alessandro Trindade; Lucas Figueiredo; Geórgia Franco; Marco Antonio Togniazzolo

Estudo de caso: análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico híbrido para unidade consumidora industrial do grupo A
Lucas Lima Provensi; Gabriel Henrique Grala; Alexandre Santiago da Silva; Glaucio Pedro de Alcantara; Cid Marcos Gonçalves Andrade; Oswaldo Curty da Motta Lima

Estudo de Expansão da Transmissão com o Sistema Teste Sul Brasileiro de 32 Barras Considerando Cenários Hidrológicos e Modelagem de Unidades Geradoras
Luydi Kunzler Botezeli; Patricia Gomes Dallepiane; Luciane Neves Canha; Mauricio Sperandio; Felipe José Anselmini

Estudo de Metodologia de Dimensionamento de Sistema Distribuído de Armazenamento de Energia para Residências com Geração Fotovoltaica
Leonardo Longo Ona Santella; Luiz Carlos Pereira da Silva; João Inácio Yutaka Ota

Estudo de Metodologias de Dimensionamento e de Impacto Ambiental de Microrredes Isoladas em Comunidades Remotas
Camila Omae; Luiz Carlos Pereira da Silva; João Inácio Yutaka Ota

Estudo de otimização da infraestrutura para o abastecimento de veículos pesados de carga por gás natural e biometano na região do Sul do Brasil
Thiago Luis Felipe Brito; Rafael Luis Sacco; Edmilson Moutinho dos Santos

Estudo de Soluções Integradas de Recursos Energéticos Distribuídos no Âmbito da Tarifa Branca
Aline Rodrigues; Giuliano Arns Rampinelli; Leonardo Elizeire Bremermann

Estudo de viabilidade da instalação de uma usina fotovoltaica na UFMT campus Cuiabá
Aleph Mikael Bispo Dantas Moura; Alexandry Cruz Nogueira; Camila dos Anjos Fantin; Fabrício Parra Santilio

Estudo do impacto de geração das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional por meio da Análise de Componentes Principais
Raquel Aita; Daniel Henrique Marco Detzel; Marcelo Bessa

Estudo dos custos de implantação de fontes renováveis de energia no Brasil
Ivan Felipe Silva Santos; João Lucas Seixas de Siqueira Almeida; Geraldo Lúcio Tiago Filho; Regina Mambeli Barros

Estudo sobre a viabilidade na implantação de uma Usina Solar no campus da Universidade Federal do Recôncavo da Bahia do município de Feira de Santana – Bahia
Rafael de Almeida Santos; Gabriele Costa Gonçalves; Luiz Henrique Santos Silva; Consuelo Cristina Gomes Silva

Estudo sobre as interferências da pandemia de covid-19 nos serviços e custos do setor elétrico brasileiro
Jonas Miranda de Jesus; Gabriele Costa Gonçalves; Luiz Henrique Santos Silva; Consuelo Cristina Gomes Silva

Evolução da ferramenta computacional desenvolvida para cálculo da economia de energia em edificações do sistema Eletrobras seguindo as orientações do PIMVP
Samuel Moreira Duarte Santos; George Camargo dos Santos

Gás Natural Veicular de origem fóssil e renovável no transporte pesado do Brasil
Maxiane Cardoso; Dominique Mouette

Geração de bioeletricidade pelo aproveitamento da palha de cana-de-açúcar
Felipe Dias de Azevedo; Mayara Régia Sousa de Melo; Carla Kazue Nakao Cavaliero

Geração fotovoltaica análise dos fatores de influência em função do delineamento de experimentos (DOE)
Acássio Marcelo; Maria Denize; Eduardo Crestana Guardia

Gerenciamento de resíduos e a transição energética nas cidades: análise das sinergias em transições passadas e lições para a transição de baixo carbono
Laurene Desclaux

Gestão de dados e inteligência artificial aplicados na previsão de tendências de preços no mercado livre de energia
Marcos Basile Saviano de Paula; Moisés Rocha dos Santos; Douglas Donizeti de Castilho Braz; André Carlos Ponce de Leon Ferreira de Carvalho; Renato Tinós; Gabriela Batista Silva; Gabriel Doretto Morais; Ewerton Guarnier; Donato da Silva Filho; Danilo Yoshio Suiama; Lorena Ediluna Ferreira; José Eustáquio do Carmo Júnior

Hidrogênio Azul no Brasil: desafios e potencialidades
Thalles Moreira de Oliveira; Thiago Luis Felipe Brito; Edmilson Moutinho dos Santos; Dominique Mouette

Hidrogênio sustentável no Brasil, uma revisão
Rosana Cavalcante de Oliveira; Rogério Silva

Hidrogênio verde: Perspectivas e desafios em um cenário de transição energética
Hélio Nunes de Souza Filho; Ennio Peres da Silva; Ana Beatriz Barros Souza; Vitor Feitosa Riedel

Identificação e caracterização dos diferentes grupos de consumidores de energia elétrica em comunidade de Baixa Renda
Anna Carolina Sermarini; Rodrigo Flora Calili

Identification of the determinant variables in residential electricity consumption in Argentina: construction and testing of a statistical model
Pedro Chévez

Impacto das chuvas de janeiro de 2022 nas afluências do subsistema Sudeste/Centro-Oeste
Olívia Nunes; Juliana Chade; Tainá Mota; Juliana Suleiman; Rafael Toledo

Impacto de variáveis meteorológicas na geração de potência em sistemas fotovoltaicos método HOMER: Caso de estudo
Mayra Alejandra Sánchez Cortés; Paulo Henrique de Mello Sant'ana; Sergio Ricardo Lourenço

Impacto do aquecimento de água na curva de carga um comparativo entre: aquecimento usando tecnologia fotovoltaica e sistema de aquecedor de água
Acsa Santos Martins; Tiago Rodrigues dos Santos Nogueira

Impacto do descarte de lâmpadas LED na iluminação pública da cidade de Mossoró/RN
Pablo Preston Queiroz Leite Batista; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella

Impacto nos Resultados dos Modelos de Planejamento da Operação da Alteração dos Parâmetros de Aversão ao Risco do CVaR para o Ano de 2021
Diana Vanessa Lopez Maldonado; Rafael Jose de Andrade

Impactos ambientais negativos e legislação incidente no licenciamento ambiental de plantas biogás a partir de dejetos da pecuária no Estado de Santa Catarina
Andrieza Eslabao; Reginaldo Geremias

Impactos da Conexão de Sistemas Fotovoltaicos na Rede de Distribuição
Osmar Leite Ferreira Neto; Maria Alaíde Alves Fernandes de Oliveira; Rejanne Alves de Melo

Impactos da Contratação Compulsória de Termelétricas a Gás Natural na Oferta de Eletricidade
Jorge Bezerra; Caio Leocádio

Impactos da geração distribuída na demanda de energia elétrica no Brasil e o papel da regulação econômica
Marina de Santana Souza; Virginia Parente

Impactos da não estacionariedade de séries hidrológicas na Energia Firme de empreendimentos hidrelétricos
Victor Gabriel Monteiro; Daniel Henrique Marco Detzel; Marcelo Rodrigues Bessa; Mauricio Pereira Cantão; Emerson Luís Alberti

Impactos dos projetos de eficiência energética no sistema de distribuição de energia elétrica – um estudo de caso sobre o programa de eficiência energética da CELESC Distribuição S.A.
Arthur Rangel Laureano; Luis Fernando Ferreira de Campos

Impactos socioeconômicos de empreendimentos de sistemas de energia fotovoltaica no norte de Minas Gerais
Érica Alves Pereira; Júlia Oliveira Fernandes; João Vitor Gomes de Araújo; Hudson Dani Soares; Fidel Edson Souza; Jáder Fernando Dias Breda

Implementação de algoritmo para cálculo do fluxo de potência e análise de contingências em sistemas elétricos
Vinícius Estevam de Barros; Vinícius da Silva Mateus; Fernando Gonçalves de Almeida Neto; Raphael Leite de Andrade Reis; Ana Vitória de Almeida Macêdo

Implementação de energia solar em indústrias de cerâmica vermelha
Joaquim Augusto Pinto Rodrigues; Mauricio Francsico Henriques Jr

Implementação de Sistemas Fotovoltaicos em Habitações de Interesse Social no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida (PMCMV)
Danyllo Wenceslau de Oliveira Lopes; Paula Meyer Soares

Incorporação de energias renováveis e veículos elétricos no sistema elétrico de Lanzarote-Fuerteventura
Douglas Olivo; Alberto Botica Gutiérrez; Abdoul Karim Dembele; Lydia Gómez Botica; Saray Jiménez Perut; Miguel Carrión Ruiz Peinado

Indicadores de Desempenho Energético para o Setor de Comércio e Serviços do Litoral Norte do RS
Larissa Ananda Hansen; Vanessa Dias de Moura; Kauê Augusto Hermes Dalla Rosa; Aline Cristiane Pan

Indicadores para efetivação de política energética municipal: análise de gastos através das contas públicas
Tayná dos Santos; Juliana Klas; Allan Felicio Ortiz; Alice Macedo Rondon

Influência da transferência de calor longitudinal sobre o desempenho de um trocador de calor cerâmico
Deiglys Borges Monteiro

Influência das perdas por associação de módulos fotovoltaicos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação no sul do Brasil
André Possamai Rosso; Geóvio Kroth; Giuliano Arns Rampinelli; Lirio Schaeffer

Inspeção de Linhas de Transmissão de Energia utilizando Drones e Inteligência Artificial
Leningrado Florencio; Michel Mozinho dos Santos; Henrique Baptista Duffles Teixeira Lott Neto; Virgínia Adélia Cordeiro Sgotti; André Luiz Buarque Vieira e Silva; Heitor de Castro Felix; Hemir da Cunha Santiago; Thiago de Menezes Chaves

Integração agroindustrial milho-dendê: uma abordagem sustentável e estratégica
Rafael Silva Capaz; Márcio Ávila

Inteligência Artificial aplicada à Gestão de Riscos em Empreendimento de Transmissão de Energia Elétrica
Starch de Souza; Michel Mozinho dos Santos; Pedro Henrique Silva Padro; Hemir da Cunha Santiago; Roger Sousa Fiusa; Lorrany Fernanda Lopes da Silva; Nathália Melo Lima; Kelly Pereira de Lima

Investigação do potencial eólico na região norte do Paraná para conexão de aerogeradores de pequeno porte à rede de distribuição
Vinícius Dário Bacon; Leonardo Bruno Garcia Campanhol; João Donizete Delfino Junior

Levantamento do Perfil de Consumo Médio de Energia Elétrica para Consumidores Residenciais no Estado de Minas Gerais
Carlos Eduardo Alves Damasceno; João Vitor Gomes de Araújo; Júlia Oliveira Fernandes; Jáder Fernando Dias Breda; Cleiton Rocha Sudré; Thiago Franchi Pereira da Silva; Fidel Edson Souza

Licenciamento ambiental e desenvolvimento de programas ambientais de empreendimentos de transmissão de energia alinhados a Agenda 2030 de Desenvolvimento Sustentável
Dione Aline Ribeiro dos Santos; Cristiane Rubini Dutra; Silvio Jorge Coelho Simões

Linhas de Transmissão com Potência Natural Elevada (LPNE) e convencionais: Estudo Comparativo
Marcello Silveira; Fabricio Silveira Chaves; Mauricio Campos Passaro

Logística Reversa de Óleo Vegetal Residual para Inserção na Cadeia Produtiva do Biodiesel
Beatriz Fernanda Crotti; Carmen Luisa Barbosa Guedes; Juliani Chico Piai Paiva

M&V Aplicado Universidade Federal de Alagoas
Benno Lucas Santos Rohenkohl; Luiza Mical Alves Batista; Wellinsílvio Costa dos Santos

Mapeamento de aspectos de sustentabilidade relacionados à construção de empreendimentos de linhas de transmissão no Brasil.
Amanda Vanderwegen; Gabriel Mozel; Guilherme Santanna Castiglio; Juliana Klas; Mariana Resener

Melhoria da Eficiência Energética em Microrredes CC Aplicando Estratégia de Controle Baseada em Termos Ressonantes
Vinícius Dário Bacon; Luan Silverio Parro; Matheus Labegalini Stencel; Guilherme Masquetti Pelz; Sergio Augusto Oliveira da Silva

Melhoria de Eficiência Energética em Fornos a Rolo de Processo Cerâmico por Meio de Ajustes da Relação Ar/Combustível na Zona de Queima
Inayê Pessoa Braga Nesi; Agenor De Noni Junior; Antônio Rogério Machado Jr; Diego Simão Gonçalves; Leonardo Vieira

Método de sincronização e controle de Conversores Aplicados à Geração Distribuída
Luiz Henrique Santos Silva; Gabriele Costa Gonçalves; Consuelo Cristina Gomes Silva; Jadiel dos Santos Pereira

Microgeração distribuída eólica no Brasil: revisão de literatura
Elisandra Ratke; Evandro André Konopatzki; Vinicius Lima Passolongo; Roberto Padilha Rovani; Juan Nascimento; Natalia de Santi Pilonetto; Bruna Alves de Souza Holanda; Lucas de Paula

Microrredes urbanas: Desafios e novos modelos de negócio para uma tecnologia emergente
Marlon Huamani; Amaro Pereira; David Alves Castelo Branco

Mobilidade elétrica e a gestão operacional frente à proposição de uma frota de ônibus elétricos na UNICAMP
Mayara Régia Sousa de Melo; Felipe Dias de Azevedo; Carla Kazue Nakao Cavaliero

Mobilidade elétrica e o uso eficiente da energia elétrica no Brasil
Lucas de Paula; Roberto Padilha Rovani; Elisandra Ratke; Juan Nascimento; Natalia de Santi Pilonetto; Evandro André Konopatzki; Bruna Alves de Souza Holanda; Vinicius Lima Passolongo

Modelagem de usinas eólicas e solares para estudos elétricos e energéticos
Josina Ximenes; Paula Pereira; Anderson Moraes; Flavio Rosa

Modelagem e implementação computacional de um medidor de energia elétrica considerando a metodologia IEEE std 1459-2010
Rildo Afonso de Almeida; José Rubens Macedo Junior

Modelo de Regulação Tarifária em Tempo Real aplicado à Microrredes
Marcio Andrey Roselli; Daniel Carneiro de Almeida; Eduardo Crestana Guardia

Modelo para seleção de locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis: uma abordagem que combina algoritmo de geoprocessamento com engenharia
Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de Albuquerque; Rodrigo Flora Calili; Rafael Kelman; Marcelo Metello; Tainá Martins Cunha

Modelo tarifário de entrada e saída no segmento de transporte de gás natural no Brasil: uma análise da sua aplicação
Nathalia Alves Anes Rodrigues

Modelos de acesso à energia elétrica com fontes renováveis na Amazônia: experiências, usos e aprendizados para políticas públicas
Alessandra Mathyas; Marcelo Langer

Monitoramento de processos de fermentação alcoólica: revisão
Diana Aline Gomes; Renam Luis Acorsi; Matheus Gritzenco de Giovanni; José Eduardo Olivo; Oswaldo Curty da Motta Lima; Cid Marcos Gonçalves Andrade

O impacto da COVID-19 na capacidade de pagamento dos consumidores pelos serviços de energia elétrica: um estudo de caso no estado do Rio de Janeiro
Gabriel Antonio Zanoti dos Santos; José Maria Torres; Juliani Chico Piai Paiva; Gilberto de Martino Jannuzzi

O impacto da Geração Distribuída no Brasil e em outros países: uma revisão
Adriele Maria de Cássia Crispim; Ulisses Raad Coelho; Flávio Ferreira Freitas; Geraldo Lúcio Tiago Filho; Regina Mambeli Barros

O Impacto das Gerações Renováveis na confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro
Leonardo Batista de Santana; Paulo Cícero Fritzen

O lugar das termoelétricas no Espírito Santo: um debate sobre desenvolvimento industrial e política energética regional
Jayme Karlos Reis Lopes

O papel das universidades públicas para a transição energética: a experiência da Universidade Federal do Amazonas
Rubem Souza; Márcia Drumond Sardinha

O preço do diesel e a renda comprometida com transporte
Roberta de Souza Oliveira; Alexandre Salem Szklo

O Programa Renovabio e a política brasileira para o biodiesel
Bruno Marcos Chaves da Silva; Mayara Régia Sousa de Melo; Carla Kazue Nakao Cavaliero

O protagonismo do potencial de eólicas-offshore no Brasil: Uma análise do Decreto 10.946
Lucas Ramos Deliberali Barbosa; Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Obtenção de etanol a partir de resíduos de mandioca (Manihot esculenta Crantz)
Mariane Motta de Campos Cuchi; Olívio Fernandes Galão

Os desafios para implantação das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil
Augusto César Campos de Sousa Machado; Marco Antônio C. Menezes; Thiago Modesto de Abreu; Geraldo Lúcio Tiago Filho

Panorama, mercado e projeções da política energética brasileira
Brêndon Andrade Stange; Leandro Firme Croce; Amadeus Costa Filho

Parâmetros e premissas para estimativa de curto prazo da geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos
Raffaela Zandomenego; Giuliano Arns Rampinelli

Perspectivas do Impacto da Covid-19 sobre o Consumo de GLP das Famílias de Baixa Renda no Brasil
Edlayan Passos; Olivia Del Puppo; André Felipe Simões; Virginia Parente

Perspectivas sobre a utilização da biomassa lignocelulósica da palha do arroz como fonte de matéria-prima para a produção de biocombustível de aviação no Brasil
Giovana de Souza Lima, Rafael Silva Capaz; Eric Alberto Ocampo Batlle; Luiz Augusto Horta Nogueira; Samara Calçado de Azevedo

Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos do PROCEL: Um Estudo de Caso para Validação dos Resultados
Aretha Abdallah Colonheis; Juliani Chico Piai Paiva

Planejamento de sistemas de distribuição: uma metodologia baseada em compensações estimadas para grupos de transformadores.
Lara Colognese de Almeida; Roberto Chouhy Leborgne; José David Doria-Garcia; Gustavo Lima Aschidamini; Elias Malta Martini; Mariana Resener

Planejamento e Gestão Energética na Bacia do Rio Santa Maria, RS: Exploração Integrada de Recursos Naturais
José Wagner Maciel Kaehler; Natalia Braun Chagas; Claudio Schepke; Fátima Cibele Soares; Diogo Deus Cardozo; Tailí Silva Petry; Abner Arthur Leite Aguilar; Jaíne Reuse

Planejamento Energético através de Cooperativas de Energia Elétrica
Allana de Moura Netto; Jair Urbanetz Junior

Planejamento Energético: a matriz elétrica brasileira e cenário de possível insegurança energética em 2022
Luciano Sergio Hocevar; Carine Tondo Alves; Maria Cândida Arrais de Miranda Mousinho; Rafael de Almeida Santos; Roney das Mercês Cerqueira

Políticas de eficiência energética na edificação internacionais e nacionais: um estudo comparativo
Cristian Esmeraldino Bonfante; Kátia Cilene Rodrigues Madruga; Márcio Rosa D'Avila

Políticas nacionais e internacionais de eficiência energética elétrica: uma análise comparativa
Arthur Rangel Laureano; Kátia Cilene Rodrigues Madruga; Elise Sommer Watzko

Potencial de produção de biocombustível de aviação através de etanol obtido por meio de resíduos de eucalipto no Brasil
Douglas Peterson Munis da Silva; Caio Vinicius Ventura Catarina; Eric Alberto Ocampo Batlle; Luiz Augusto Horta Nogueira; Rafael Silva Capaz

Potencial Energético do endocarpo da macaúba (Acrocomia aculeata): caracterização utilizando o método de análise lignocelulósica
Laura Vieira Maia de Sousa; Paula Meyer Soares; Fabio Cordeiro de Lisboa

Predição de Falhas em Ativos de Subestações Elétricas utilizando Data Science
Starch de Souza; Eldrey Seolin Galindo; Antonio Janael Pinheiro; Patricia da Silva; Luciana de Albuquerque Romeiro Franca; Jullya Clemente; Hemir da Cunha Santiago; Matheus José da Silva; Lorrany Fernanda Lopes da Silva

Previsão de Carga no Curto Prazo: Aplicação das Redes Neurais Recorrentes para um horizonte de planejamento semanal
Lucas B. S. Morais; Giancarlo Aquila; Anderson R. de Queiroz; Victor A. D. Faria; Jose W. M. Lima

Previsão de demanda de energia elétrica no setor industrial do Paraná: comparação entre os modelos Regressão Linear; Suavização Exponencial; Médias Móveis e Holt-Winters
Evandro André Konopatzki; Felipe dos Santos Trindade; Cristiane Lionço de Oliveira; Diogo Marujo; Hugo Andres Ruiz Florez

Previsão de geração fotovoltaica usando aprendizado profundo
Cláudio Adriano Correia Cambambi; Cintia Helena Flesch; Patricia Gomes Dallepiane; Luciane Neves Canha

Produtos para Potencializar a Resposta da Demanda no Brasil: Uma visão baseada nas Melhores Práticas Internacionais
Fabiano Fuga; Dorel Soares Ramos

Programação diária energética com o uso do DESSEM – estudos a partir da visão do agente de geração do setor elétrico
Marcella Barbosa Brandão da Silva Campbell

Projeto de eficiência energética e geração distribuída realizado na casa Ronald McDonald no âmbito do PROPEE da ANEEL na área de concessão da LIGHT
Pedro Paulo da Silva Filho; Samuel Moreira Duarte Santos

Projeto de um sistema fotovoltaico didático para geração on-grid
Letícia Ribeiro de Carvalho

Propagação de harmônicas em uma rede de distribuição radial com Geração Distribuída: causas e possíveis impactos
Yago Borges Moreira; Fábio Rocha Barbosa; Filipe Bispo Lima

Proposição de um método para transformar edificações existentes em prováveis Net Zero Energy Buildings
Bárbara Pisoni Bender Andrade; Fabio Antonio Sartori Piran; Daniel Pacheco Lacerda

Proposições para a criação de um mercado regional de intercâmbio de energia elétrica na América Latina
Rebecca Maduro; Virginia Parente

Proposta de Aplicação de Filmes Fotovoltaicos Orgânicos em um Complexo Universitário
Thais Accioly

Proposta de Aprimoramento da Estrutura de Formação de Preço para o Mercado Brasileiro de Energia com base na Oferta
Camila Capobiango Martins; Marcelle Caroline Thimotheo de Brito; Adriana Fiorotti Campos

Proposta de metodologia para gestão Energética em Instalações Hospitalares
Keren Tenório Soares; Angelo Cesar Colombini; Marcio Zamboti Fortes

Proposta metodológica de prospecção de usinas reversíveis com o uso de dados secundários e sistemas de informações geográficas (SIG)
Afonso Henriques Moreira Santos; Marlene Nazaré Ribeiro; Túlio Meloni Virgílio; Geraldo Lúcio Tiago Filho

Proposta para o Primeiro Plano Decenal de Eficiência Energética Brasileiro
Carlos Aparecido Ferreira; Afonso Henriques Moreira Santos; Jamil Haddad; Sergio Valdir Bajay; Luiz Augusto Horta Nogueira; Ricardo Alexandre Passos da Cruz

Propostas de ações para eficiência energética no contexto do estado de Mato Grosso (MT)
Danielle Rodrigues Raimundo; Felipe Emanuel Sales; Carla Kazue Nakao Cavaliero; Ennio Peres da Silva

Rastreabilidade do portfólio de geração de uma Virtual Power Plant utilizando Blockchain
João Tadeu Alves dos Santos; Célio Bermann

Recuperação de calor residual utilizando dispositivo acionado por correias de material com memória de forma
Deiglys Borges Monteiro

Recursos energéticos distribuídos e o planejamento de sistemas de transmissão flexíveis: Um estudo sobre usinas virtuais no SIN
Matheus Sabino Viana; Dorel Soares Ramos; Felipe Melo Rodrigues; Renato Guimaraes Ribeiro

Recursos Hídricos e a Matriz Elétrica Brasileira
Luciano Sergio Hocevar; Carine Tondo Alves; Jadiel dos Santos Pereira; Maria Cândida Arrais de Miranda Mousinho

Reflexos do projeto de privatização da Eletrobras sobre a indústria de gás natural da região norte do Brasil
Gabriela Passos

Relação entre consumo de eletricidade e pib no Brasil: uma análise a nível setorial e regional
Paulo André Manhães Barbosa; Leonardo Bornacki de Mattos

Resposta da Demanda: Uma Revisão e Aplicabilidade no Projeto Oásis-UFMG de Minirrede de Energia
Wadaed Uturbey; Felipe Coura

Review on Energy Storage Through Pumped Hydro Systems Using Underground Lower Reservoir
Gabriel Nasser Doyle de Doile; Benedito Donizeti Bonatto; Antonio Carlos Zambroni de Souza; Vinicius Braga Ferreira da Costa

Revisão sobre o Mecanismo de Realocação de Energia e uma proposta de integração de novas fontes renováveis de energia para redução de riscos sistêmicos
Ajumar Omar Alfaica; Leandro Firme Croce; Thiago Modesto de Abreu; Geraldo Lúcio Tiago Filho

Rio São Francisco e a Energia dos Ventos
Sérgio Fernandes

Road to net-zero carbon: A tecnologia CCUS e o mercado de créditos de carbono como instrumentos complementares à mitigação e compensação das emissões de gases de efeito estufa no setor upstream
Gustavo Castro Ribeiro; Virginia Parente; Edmilson Moutinho dos Santos

Rotas para potenciais ganhos na eficiência energética e na gestão hídrica e na busca de reduções na intensidade de emissões da indústria de celulose e papel brasileira
Mauro Donizeti Berni; Flavio Mathias; Sergio Bajay

Rússia e geopolítica do O&G: uma disputa de narrativas e interesses, um olhar pelo realismo e suas implicações sobre a Segurança Energética
Bruno Ferreira

Segurança Energética e o Ordenamento do Licenciamento Ambiental para Geração de Energia Elétrica em Roraima
Maria Conceição de Sant'Ana Barros Escobar; Jose Marcos Salgado Vital

Segurança energética: formas de quantificar o desempenho brasileiro
Gabriela Soares de Faria

Sistema de aquecimento de água residencial de baixo custo utilizando o calor residual de equipamentos a lenha
Leonardo Sommer Bratz; Iuri Castro Figueiró; Claudio Felipe Tomm

Sistema De Inovação Tecnológica no Contexto do Projeto P&D Desenvolvido na UHE Itumbiara
Ana Beatriz Barros Souza; Ennio Peres da Silva; Hélio Nunes de Souza Filho; Vitor Feitosa Riedel; Demostenes Barbosa da Silva; Diogo Hernandez de Oliveira Barbosa; Jacinto Maia Pimentel

Sistema Isolado do Estado de Roraima: Análise do atendimento eletroenergético baseado em diferentes fontes de energia
Margreicy Luise Marinho de Sousa; Paula Meyer Soares; Gustavo Henrique Yabuki Dubas Soares

Sistema Nacional de Inovação e a exploração de Petróleo e Gás offshore A história da exploração de Petróleo e Gás offshore e o papel da Petrobrás
Ana Carolina Alves de Mello

Tecnologias para Mitigação de Emissões de GEE no Setor Energético Brasileiro: agenda pública para transferência tecnológica
Raíssa Moreira Lima Mendes Musarra; Mariah Pires Carramillo; Célio Bermann; André Felipe Simões

Transição energética no segmento de gás natural canalizado
Clarissa Lima; Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Trocadores de calor cerâmicos para plantas de potência heliotérmicas com sais fundidos
Deiglys Borges Monteiro

Um estudo da quantidade de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica à população de assentamentos rurais em Roraima
Alessandra Brito Leal; Rachel Tamburini Gomes; Carla Kazue Nakao Cavaliero; Ennio Peres da Silva

Uma análise do marco legal da Geração Distribuída no Brasil (Lei 14.300/2022) à luz dos princípios descritos no Plano Nacional de Energia 2050
Welinton Conte Ferreira

Uma visão prospectiva sobre o aproveitamento da energia das marés na zona equatorial brasileira utilizando o software System Advisor Model
Vinícius Alencar Aragão; Camilo Andres Guerrero Martin; Ayla Luiza de Souza Gonçalves; Ana Karolina Lacerda Lobo

Uma visão sobre os diversos meios de obtenção de energia para as comunidades ribeirinhas e costeiras na Amazônia
Jamilly Pina da Silva; Ana Carolina Silva da Cunha; Luan da Costa Silva; Luís Felipe Ramos Torres; Camilo Andres Guerrero Martin

Unified Microgrid Fault and Load Flow Method Based in the Backward/Forward Iterative Technique
Elton da Silva Freitas; Adriano Aron Freitas de Moura; Ailson Pereira de Moura; Ednardo Pereira da Rocha

Universalização da eletricidade no Brasil: mensurando os impactos econômicos do financiamento via expansão tributária a partir de um modelo CGE
Ana Julieth Calderón Márquez; Theodoro Cesar de Oliveira Sposito; Marcelo Pereira da Cunha

Uso das curvas de demanda e de geração para verificação da eficiência energética em uma instalação
Luiza Mical Alves Batista; Wellínsilvio Costa dos Santos

Uso do metanol oriundo de resíduos florestais como alternativa de combustível para embarcações brasileiras
Flávio Jun Edamatu; Elisa da Costa Guida; Rafael Silva Capaz

Variabilidade associada ao cálculo de garantia física de pequenas centrais hidrelétricas: Um estudo de caso
João Melchior; Daniel Henrique Marco Detzel

Veículos elétricos: análise comparativa de políticas de incentivo ao desenvolvimento do mercado
Marcia Cassitas Hino; Nicolas Lazzaretti Berhorst; Ivana Emy Iwamura; Breno Carneiro Pinheiro; Luciane Neves Canha; Zeno Luiz Iensen Nadal; Rodrigo Braun dos Santos

Viabilidade econômica da desmobilização de uma termoelétrica a óleo combustível em término de contrato de concessão no Nordeste do Brasil
Amadeu Junior da Silva Fonseca; Luiz Moreira Coelho Junior; Victor Hugo Ribeiro dos Santos; Renato Barros Pinheiro; Wilton Lima Souza

Viabilidade Técnica e Econômica na Aplicação de um Sistema Fotovoltaico em um Hospital Veterinário
Eduardo Turdera; Gabriel Engelberg

Waste-to-Energy: Geração com Sustentabilidade
Vinicius Miranda

A ATUAÇÃO DE CIENTISTAS NA FORMULAÇÃO DE ACORDOS INTERNACIONAIS

Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]; Thiago Luis Felipe Brito[1];
Matheus Antonio Souza Ferreira[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Não é de hoje que existe a preocupação sobre as mudanças climáticas, que tem sido debatido entre os países. Dando início, a elaboração de acordos internacionais sobre mudanças climáticas, sendo estes acordos desenvolvidos desde 1972, começando com a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, realizada em Estocolmo, a maior parte dos países do mundo passou a se reunir em sucessivas conferências, que produziram documentos e diretrizes relevantes, incluindo a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, no Rio de Janeiro, em 1992, a Conferência e o Protocolo de Kyoto, de 1997, a Conferência das Nações Unidas sobre desenvolvimento sustentável, de 2012, conhecida como Rio+20, e a 21ª Conferência do Clima, de 2015, que resultou no Acordo de Paris. Nesse aspecto, cabe os cientistas estarem presentes na elaboração dos acordos, sendo eles os responsáveis pela elaboração dos dados e compreensão do cenário das mudanças climáticas geradas por atividades antrópicas, nesse mesmo aspecto existe a necessidade do comprimento dos acordos, logo a análise do direito implementado é essencial, para compreender como que as metas de redução de emissões poluentes serão cumpridas. Neste presente trabalho, buscou-se analisar o papel da diplomacia científica na elaboração desses acordos internacionais sobre mudanças climáticas.

Palavras chaves: Acordos internacionais, mudanças climáticas, diplomacia científica.

ABSTRACT

It is not news that there is concern about climate change being debated among countries. They are initiating the elaboration of international agreements on climate change. These agreements developed in 1972, starting with the United Nations Conference on the Human Environment, held in Stockholm; most countries began to meet in successive conferences. , which produced relevant documents and guidelines, including the 1992 United Nations Conference on Environment and Development in Rio de Janeiro, the 1997 Kyoto Conference and Protocol, the 2012 United Nations Conference on Sustainable Development, known as Rio+20, and the 21st Climate Conference in 2015, which resulted in the Paris Agreement. In this aspect, it is up to the scientists to be present in the elaboration of the agreements, being the responsible for the elaboration of the data and understanding of the scenario of climate change generated by anthropic activities; in this same aspect, there is a need to comply with the agreements, so the analysis of the implemented law it is essential to understand how the pollutant emission reduction targets will be met. In this present work, we sought to analyze the role of science diplomacy in elaborating these international agreements on climate change.

Keywords: International agreements, climate change, scientific diplomacy.

1. INTRODUÇÃO

A Diplomacia Científica (DC), cujo campo de estudo está em consolidação, aborda o papel da Ciência, Tecnologia e Inovação (CT&I) nas Relações Internacionais, sobretudo como meio de cooperação entre os países. Em razão de a CT&I estar inserida em dinâmicas sociais, políticas e econômicas, essa área tem característica objetiva ou “instrumentalizada” na arena política e social (WEISS, 2005, p. 297). Isso conduz à utilização da CT&I como instrumento de diplomacia mediante a DC, apresentada como um elo entre o mundo político e o mundo da ciência (ANUNCIATO; SANTOS, 2020).

Desde o surgimento do Estado Nacional já se utilizava da Ciência, Tecnologia e Inovação (CT&I) como um instrumento de poder. As descobertas

do desenvolvimento científico começaram a ser aplicadas em prol de atingir propósitos econômicos, políticos, sociais ou culturais (WEISS, 2005). No topo da agenda internacional todos os assuntos mais importantes trazem elementos de CT&I. A proliferação nuclear, bioterrorismo, vulnerabilidade da infraestrutura científica e de informação, mísseis de defesa nacional, sementes de cultivo geneticamente modificadas, a governança da internet, aquecimento global, AIDS, são alguns exemplos. E, além disso, a CT&I na forma de informação é considerada um elemento crítico para a governança global “no estabelecimento de normas internacionais de comportamento, na implementação de Tratados e na operação de agências especializadas das Nações Unidas 2 ” (WEISS, 2005, p. 296, tradução própria).

Este artigo tem como objetivo avaliar quantitativa e qualitativamente a literatura internacional a respeito da diplomacia científica. Sendo então analisado por meio de levantamento bibliométrico os autores com maior número de publicações sobre o tema, mostrando então a diversidade e interdisciplinaridade da diplomacia científica, nos ramos da pesquisa acadêmica.

Por meio desses paradigmas, chegou-se à pergunta sobre o papel da diplomacia científica na elaboração dos acordos internacionais sobre mudanças climáticas. Tendo em vista que, a diplomacia científica tem papel fundamental nas conferências internacionais sobre mudança climática, pois a mesma que formula os relatórios sobre as emissões de gases do efeito estufa (GEE), estando também presente na diplomacia dos países.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

A fim de analisar o papel da diplomacia científica na elaboração dos acordos internacionais sobre mudanças climáticas, realizou-se uma análise bibliométrica do tema. As pesquisas bibliométricas são estudos de cunho quantitativo que possibilitam o desenvolvimento de uma ampla observação, entendimento e principalmente o mapeamento temático, avaliando, dentre outros aspectos, a contagem de artigos científicos, autores, citações e a distribuição temporal dessas produções ao longo do tempo (SOARES; CASTRO, 2016).

Esses estudos buscam a sistematização da produção científica e, quando bem elaborados, contribuem para o incremento da relevância e rigor de novas pesquisas (CHUEKE; AMATUCCI, 2015).

Para o levantamento utilizou-se do repositório Scopus, em maio de 2022, com a busca das palavras chaves “Science Diplomacy". Quando um termo é colocado entre aspas, a busca é limitada à expressão exata. Obteve-se então um total de 258 publicações como resultado, dentre artigos científicos, livros, capítulos de livros, revistas e conferências. Fazendo então um levantamento dos autores, citações e publicações dos mesmos, onde o critério para escolha dos artigos analisados foi o número de publicações que aqueles autores publicaram, buscando então em seus artigos essa conexão da diversidade e interdisciplinaridade da diplomacia científica nos acordos internacionais.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Por meio do repositório Scopus, em conjunto com o software VOSViewer, chegamos nas análises a seguir. Onde foram geradas as seguintes figuras, e mapeamento bibliométrico para análise das publicações, sendo os gráficos de publicações por ano do tema, palavras chaves e citações dos autores. Sendo a busca realizada para o termo exatos “Science Diplomacy” chegando ao resultado (259 documentos) publicações analisadas conforme os gráficos a seguir.

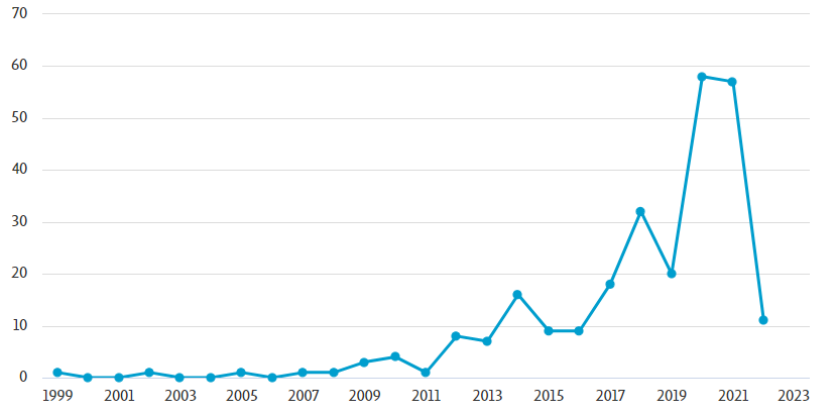


Figura 1 – Quantidade de publicações por ano (Scopus, 2022)

Por meio desse gráfico, chegamos ao levantamento, que alguns autores trouxeram em seus artigos, que foi o de aumento no número de publicações anuais sobre o tema, onde demonstra a acrescente no interesse da diplomacia científica na participação das conferências internacionais sobre as mudanças climáticas.

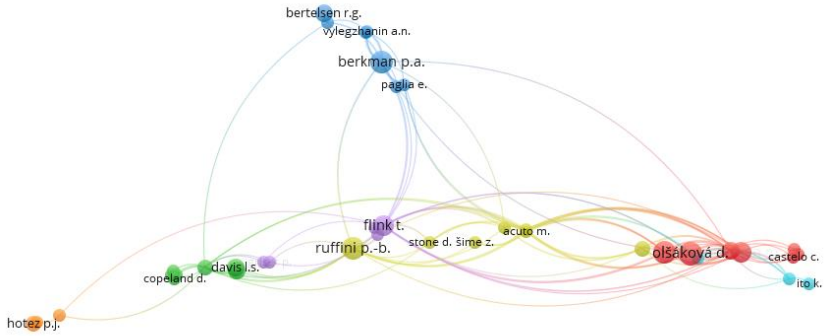


Figura 2 – Citações dos autores (VOSViewer, 2022)

Por meio do levantamento de dados na plataforma Scopus, em conjunto com o Software VOSViewer de levantamento bibliométrico, podemos analisar o número de citações que cada autor, das 259 publicações teve, sendo utilizado para parâmetro de análise o número mínimo de 2 citações, gerando-se então o gráfico acima. Onde, alguns dos autores com maior número de publicações estão também entre os de maior número de citações.

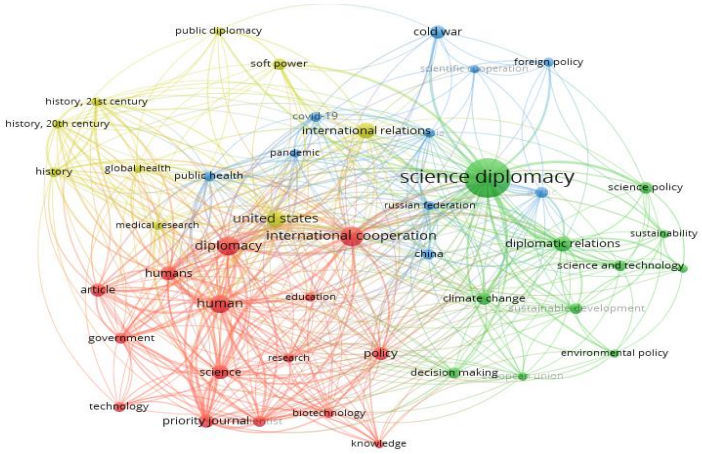


Figura 3 – Levantamento bibliométrico das palavras chaves (VOSViewer, 2022)

Por meio também do levantamento de dados na plataforma Scopus, em conjunto com o Software VOSViewer. Chegou-se no mapeamento bibliométrico das palavras chaves, sendo destacados a diplomacia científica, diplomacia científica, mudanças climáticas, política científica dentre outras. Sendo utilizado para análise o mínimo de 5 repetições das palavras chaves nas publicações.

3.1 Principais apontamentos dos autores com maior número de publicações

No primeiro artigo analisado, Diplomatas em Diplomacia Científica: Promovendo a Colaboração Científica e Tecnológica nas Relações Internacionais. Dos autores (JACOBSEN; OLSˇMKOVM, 2020) é apontado um grande aumento no número de pesquisadores na área da diplomacia científica, onde as pesquisas são voltadas desde os acordos internacionais atuais dos países sobre mudanças climáticas, ao início do debate sobre diplomacia científica na guerra fria, indo de questões contemporâneas a conflitos do passado, fazendo então uma contextualização histórica do tema até atualidade.

Dentro disso, por meio dessa contextualização histórica até os dias atuais, chegamos no conceito de diplomacia científica que ganhou grande influência no relatório New Frontiers in Science Diplomacy publicado em 2010. Onde o relatório definiu três grandes dimensões na Diplomacia Científica:Science in Diplomacy, Diplomacy for Science, e Science for Diplomacy. O primeiro, Science in Diplomacy, concentra-se em fornecer conhecimentos científicos para aprimorar a política externa. O segundo, Diplomacy for Science, concentra-se no uso da cooperação científica nas relações internacionais para melhorar ou fortalecer as relações bilaterais ou multilaterais entre os Estados. O terceiro, Science for Diplomacy, visa facilitar a cooperação científica internacional. Essas três dimensões sustentam a noção bem estabelecida de que a política governamental e o patrocínio militar influenciam e moldam a ciência e a tecnologia, demonstrando então a conexão que a diplomacia científica teve desde a guerra fria, em um cenário militar forte até a atualidade.

No segundo artigo, os autores (ALEXANDER et al, 2022) fizeram um levantamento também voltado ao histórico da diplomacia científica. Fazendo um levantamento com autores cientistas que apontaram o fenômeno da diplomacia científica, ligando-o ao levantamento histórico. Professor da Universidade de Le Havre (França) P.-B. Ruffini enfoca os principais aspectos da diplomacia científica, caracterizando-a como um conceito inovador do século XXI, capaz de resistir aos desafios globais, e mostrando que a diplomacia científica é um fenômeno muito mais amplo do que a cooperação de cientistas de todo o mundo. O diretor científico do Instituto de História Mundial da Academia Russa de Ciências, o acadêmico Alexander Chubaryan escreve sobre a significativa contribuição russa para o desenvolvimento da diplomacia científica, com base em vários exemplos do campo da cooperação humanitária. O professor da Sorbonne P. Griset, usando o exemplo da cooperação franco-soviética durante a Guerra Fria, mostra o mecanismo para a implementação prática dos elementos da diplomacia científica na vida. A professora da Universidade Estatal Russa de Humanidades Vera Zabotkina aborda o tema da dimensão cognitiva da diplomacia científica, um dos componentes mais promissores da ciência moderna.

No terceiro artigo, os autores (TURCHETTI, SIMONI; LALLI, ROBERTO, 2020) fizeram um levantamento sobre o que a diplomacia científica aborda, o que sua literatura aponta para as interações entre as comunidades científica e de política externa. Chegando, desde a assessoria em questões internacionais com componente científico (sobre meio ambiente, desarmamento nuclear, etc.), até a elaboração de intercâmbios e projetos colaborativos internacionais como forma de estabelecer relações positivas e construtivas entre os países. Também levantados pelos autores o tema da diplomacia 2.0, onde ele aponta se a diplomacia científica, como muitos praticantes afirmam, pode ser um dispositivo para impulsionar colaborações científicas além-fronteiras, com uma ambição de enfrentar os desafios globais, depende muito do tipo de colaboração que se promove. Assim, vemos uma diplomacia científica 2.0 para prestar mais atenção aos desafios sociais e globais, fornecendo instrumentos que permitam que os

formuladores de políticas decidam melhor entre as pesquisas colaborativas concorrentes. Um instrumento crítico que informa esta escolha seria o observatório de inovação responsável, tal observatório reuniria dados (e metadados) de várias disciplinas e os integraria por meio da abordagem de dados vinculados e multicamadas. Os resultados derivados seriam assim elaborados com a ambição de compreender que tipo de áreas de investigação devem ser prioritárias numa região-mundo em função das exigências sociais locais, ou mesmo a nível global, em função dos desafios para a humanidade e o seu ambiente.

No quarto artigo os autores (ADAMSON, MATTHEW; LALLI, ROBERTO, 2021) em detrimento da pandemia de Covid 19, disserta sobre a diplomacia científica e seu contexto histórico interligando com a pandemia. Onde a diplomacia científica, pode ser uma ferramenta internacional peculiarmente adequada para lidar com essa situação sem precedentes. Diplomatas e cientistas praticantes, estudiosos das relações internacionais e historiadores da ciência têm nos últimos anos exibido uma energia visível na avaliação das práticas da diplomacia científica e de sua história, notavelmente, esta energia recentemente tomou forma institucional. A União Européia tem patrocinado importantes esforços de pesquisa coletiva, como os projetos S4D4C e InsSciDE. Enquanto isso, a Divisão de História da Ciência e Tecnologia da União Internacional de História e Filosofia da Ciência e Tecnologia (IUHPST) criou uma Comissão de Ciência, Tecnologia e Diplomacia, à qual pertencem os editores deste número especial.2 Essas instituições e projetos não apenas demonstram o interesse que a União Europeia e outras organizações supranacionais e internacionais têm em estimular a reflexão sobre a diplomacia científica, manifestam a crescente preocupação dos acadêmicos em conectar seu interesse histórico com os círculos de política científica e se engajar nos debates contemporâneos de política científica.

No quinto artigo os autores (PAUL ARTHUR et al., 2022) apontam os esforços da diplomacia científica para reduzir os riscos de desastres e chega a propor o estabelecimento de centros nacionais de intercâmbio de conhecimento

(KECs) para ajudar os estados individuais a aderirem às metas do Sendai Framework. Os KECs são considerados interconectados globalmente e trabalham juntos para promover esforços de resiliência, facilitando o compartilhamento de informações e estratégias no monitoramento, avaliação e redução de riscos em todo o mundo. Os KECs podem fornecer evidências científicas de alta qualidade para a tomada de decisões informadas, juntamente com um componente relacionado à mídia de ciência de desastres, para garantir que o conhecimento apropriado chegue a uma variedade de pessoas que precisam dele em diferentes formas sob medida para elas. Os KECs podem promover educação transdisciplinar em diplomacia científica relacionada a desastres (ou seja, diplomacia de desastres). O Escritório das Nações Unidas para Redução do Risco de Desastres (UNDRR) e o Conselho Científico Internacional (ISC) podem fornecer assistência aos KECs por meio das Plataformas Nacionais do UNDRR e membros do ISC.

4. CONCLUSÃO

Por meio do levantamento bibliométrico, analisando os autores com maior número de publicações, é notada a grande presença do contexto histórico da diplomacia científica. Sendo então, levantado o início da da diplomacia científica presente desde o período da guerra fria, as presentes conferências internacionais sobre mudança climática, onde a diplomacia científica tem papel de grande importância para formulação desses acordos internacionais entre os países.

É notado a grande interdisciplinaridade do tema, onde existe um amplo número de definições da diplomacia científica, como campo de pesquisa tem ramificações e interligações, com objetivos de resolver desafios globais. Sendo as mudanças climáticas, o maior desafio atual da diplomacia científica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adamson M, Lalli R. Global perspectives on science diplomacy: Exploring the diplomacy-knowledge nexus in contemporary histories of science. Centaurus. 2021;63:1–16. https://doi.org/ 10.1111/1600-0498.12369

ALEXANDER, Chubaryan; VERA, Zabotkina; PASCAL, Griset; PIERRE-BRUNO, Ruffini. Science Diplomacy: Theory and Practice. Integration: Education and Science, [S. l.], v. 12, p. 110, 2021. Disponível em: https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85129538431&origin=resultslist&sort=plf-f&src=s&sid=b923671dc482b796a81f93fc47d378e5&sot=b&sdt=cl&cluster=scoprefnameauid%2c"Ruffini%2c+P.B.%2357203587459"%2ct&sl=35&s=TITLE-ABS-KEY%28"Science+Diplomacy+"%29&relpos=0&citeCnt=0&searchTerm=&featureToggles=FEATURE_NEW_DOC_DETAILS_EXPORT:1. Acesso em: 16 maio 2022.

ANUNCIATO, Renata; SANTOS, Barbara. DIPLOMACIA CIENTÍFICA E DIPLOMACIA DA INOVAÇÃO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DE LITERATURA SOBRE A PERSPECTIVA BRASILEIRA. Conjunto Austral, [S. l.], v. 11, n. 54, p. 35-52, abril./jun. 2020. DOI https://doi.org/10.22456/2178-8839.100059. Disponível em: https://www.seer.ufrgs.br/index.php/ConjunturaAustral/article/view/100059/57347. Acesso em: 5 maio 2022.

CHUEKE, G. V.; AMATUCCI, M. O que é bibliometria? Uma introdução ao Fórum. Revista Internext. São Paulo, v. 10, n. 2, 2015. p. 1-5.

JACOBSEN, Lif Lund; OLSˇMKOVM, Doubravka. Diplomats in Science Diplomacy: Promoting Scientific and Technological Collaboration in International Relations. Ber. Wissenschaft Gesch, [S. l.], p. 465 – 472, 2020. DOI DOI: 10.1002/bewi.202080402. Disponível em:

https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/bewi.202080402?src=getftr. Acesso em: 16 maio 2022.

PAUL ARTHUR, Berkman et al. Knowledge exchange through science diplomacy to assist disaster risk reduction. Progress in Disaster Science, [S. l.], out. 2021. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S259006172100048X?pes=vor. Acesso em: 16 maio 2022.

SOARES, P. B, CALMON, J. L.; CASTRO, L. O. C. O. Análise bibliométrica da produção científica brasileira sobre Tecnologia de Construção e Edificações na base de dados Web of Science. Ambiente Construído, Porto Alegre, v. 16, n. 1, 2016. p. 175-185.

SANTOS, FERNANDA ZULIANELLO. A ESTRUTURA INSTITUCIONAL DA DIPLOMACIA CIENTÍFICA: UM ENFOQUE NA COMISSÃO EUROPEIA. 2019. Trabalho de Conclusão do Curso (Graduação) - UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, [S. l.], 2019. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/209705/Fernanda%20Zulianello%20dos%20Santos.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 5 maio 2022.

Turchetti, S., Lalli, R. Envisioning a “science diplomacy 2.0”: on data, global challenges, and multi-layered networks. Humanit Soc Sci Commun 7, 144 (2020). https://doi.org/10.1057/s41599-020-00636-2

WEISS, Charles. Science, technology and international relations.Technology in Society, v. 27, n. 3, p. 295-313, 2005.

A BIOELETRICIDADE NO PDE 2031: AJUSTES NECESSÁRIOS

Zilmar Souza

União da Indústria de Cana-de-Açúcar – ÚNICA

RESUMO

O artigo discute a necessidade de ajustes no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2031, reconsiderando as potencialidades da biomassa e do biogás na publicação final do PDE 2031, com base nas informações e dados coletados junto à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e nas análises apresentadas no artigo. Segundo a EPE (2022), o PDE é um documento informativo anual elaborado pela EPE sob as diretrizes e apoio do Ministério de Minas e Energia (MME). O principal objetivo do PDE é indicar as perspectivas de expansão do setor de energia em um horizonte de dez anos, do ponto de vista do governo federal. No PDE 2031 (MME, 2022), referente ao período 2024-2031, a fonte bioeletricidade representará menos de 1% (400 MW) da previsão de acréscimo para o próximo decênio, no Cenário de Referência, além de 1,4 mil MW que entrarão em operação comercial dos empreendimentos já contratados no ambiente regulado, totalizando 1,8 mil MW em todo o período decenal. Apesar da solidez do setor de geração de energia a partir das biomassas e do biogás, o PDE 2031 projeta uma expansão indicativa de apenas 80 MW/ano entre 2027 e 2031, de modo a totalizar 400 MW em um período de cinco anos, no chamado Cenário de Referência. Juntamente com Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), de longe é a menor expansão indicativa em relação às demais fontes de geração. Por outro lado, de acordo com a ANEEL (2022), somente em 2020, a biomassa instalou 304 MW novos, representando 6% do total de acréscimo instalado no país naquele ano. Em 2021, a biomassa instalou 754 MW, representando 10% do total de acréscimo instalado na matriz elétrica por todas as fontes de geração (7.562 MW). Em 2022, a previsão da Aneel é que a fonte biomassa atinja um acréscimo de 826 MW, sendo 205 MW já instalados até maio e os demais 621

MW a instalar até dezembro, todos com a viabilidade alta/média de entrada em operação comercial, de acordo com a Aneel. Ainda segundo o regulador, de 2022 a 2025, a fonte biomassa terá acrescentado 2.374 MW novos à matriz elétrica brasileira, em projetos que já entraram em operação comercial ou têm viabilidade alta/média de entrada em operação comercial até 2025. Um média anual de 594 MW no referido período. Ao comparar as estimativas para as biomassas no PDE 2031 com os projetos catalogados na base de dados da Aneel, verifica-se o descasamento dos potenciais de investimento em bioeletricidade aos números apresentados no Plano Decenal. A conclusão principal do trabalho é identificar como as estimativas presentes no PDE 2031 parecem subestimadas considerando a própria dinâmica do mercado, admitindo a base de dados da Aneel como uma informação mais crível do nível esperado de novos investimentos pela fonte biomassa no setor elétrico brasileiro. Por fim, o trabalho indica como sendo importante a retificação do PDE 2031 com relação ao aproveitamento dessa fonte renovável estratégica para o país, até por conta da importância que a biomassa e o biogás têm para o sucesso do RenovaBio e a política nacional de biocombustíveis, pois etanol e bioeletricidade são produtos coirmãos e sinérgicos no portfólio das usinas sucroenergéticas.

Palavras-chave: Bioeletricidade; Biomassa; Biogás; Plano Decenal; Capacidade Instalada.

ABSTRACT

The article discusses the need for adjustments to the Ten-Year Energy Expansion Plan - PDE 2031, reconsidering the potential of biomass and biogas in the final publication of the PDE 2031, based on information and data collected from the Energy Research Office (EPE in its Portuguese acronym) and the Brazilian Electricity Regulatory Agency (Aneel), and in the analyzes presented in the article. According to EPE (2022), the PDE is an annual informative document elaborated by the EPE under the guidelines and support of the Ministry of Mines and Energy (MME). The main objective of the PDE is to indicate the perspectives of the expansion of the energy industry in a ten-year horizon, from the federal

government's point of view. In the PDE 2031 (MME, 2022), referring to the period 2024-2031, the bioelectricity source will represent less than 1% (400 MW) of the forecast increase for the next decade, in the Reference Scenario, in addition to 1,400 MW that will enter in commercial operation of the projects already contracted in the regulated environment, totaling 1,800 MW in the entire ten-year period. Despite the solidity of the energy generation sector from biomass and biogas, the PDE 2031 projects an indicative expansion of only 80 MW by year between 2027 and 2031, a total of 400 MW in a period of five years, in the so-called Reference Scenario. Together with Urban Solid Waste (USW), it is by far the smallest indicative expansion in relation to the other sources of generation. On the other hand, according to Aneel (2022), in 2020, biomass installed 304 MW, representing 6% of the total increase in installed capacity in Brazil that year. In 2021, biomass installed 754 MW, representing 10% of the total increase in installed capacity in the electricity matrix by all generation sources (7,562 MW). In 2022, Aneel's forecast is that the biomass source will reach an increase of 826 MW, with 205 MW already installed until May and the remaining 621 MW to be installed by December, all with high/medium feasibility of entry into commercial operation, according to Aneel. Also, according to the regulator, from 2022 to 2025, the biomass source will have added 2,374 MW to the Brazilian electricity matrix, in projects that have already entered commercial operation or have high/medium feasibility of entry into commercial operation by 2025. An annual average of 594 MW in that period. When comparing the estimates for biomass in the PDE 2031 with the projects cataloged in the Aneel database, there is a mismatch between the potential for investment in bioelectricity and the figures presented in the Ten-Year Plan. The main conclusion of the work is to identify how the estimates present in the PDE 2031 seem underestimated considering the market dynamics itself, admitting the Aneel database as a more credible information on the expected level of new investments by the biomass source in the Brazilian electricity sector. Finally, the work indicates that the correction of PDE 2031 is important in relation to the utilization of this strategic renewable source for the country because of the importance that biomass and biogas have

for the success of RenovaBio and the national policy on biofuels, since ethanol and bioelectricity are co-products and synergistic in the portfolio of sugarcane mills.

Keywords: Bioelectricity; Biomass; Biogas; Ten-Year Plan; Installed Capacity.

1. INTRODUÇÃO

A bioeletricidade é a energia elétrica renovável, produzida a partir da biomassa da cana-de-açúcar (bagaço e palha), resíduos de madeira, carvão vegetal, casca de arroz, capim-elefante, biogás e outros energéticos. De acordo com DALENA, BASILE & ROSSI (2017), a biomassa é um material renovável natural e seu potencial de produção de energia pode envolver tecnologias elementares ou altamente sofisticadas, sendo um importante recurso energético a ser aproveitado para se promover a sustentabilidade do planeta.

Segundo a ANEEL (2022), no Brasil, quase 80% da capacidade instalada de geração de bioeletricidade reside no setor sucroenergético. Cada tonelada de cana processada na indústria sucroenergética resulta, em média, 250 kg de bagaço e 200 kg de palhada, admitindo ambas com 50% de umidade. Historicamente, essa biomassa tem sido empregada na geração de térmica e energia elétrica, para atendimento às necessidades de produção do açúcar e do etanol, um dos aspectos da sustentabilidade dessa indústria brasileira: o atendimento ao autoconsumo energético, suprindo as usinas sucroenergéticas com energia térmica, mecânica e elétrica na produção de açúcar e etanol, os principais produtos desse setor.

Contudo, desde 1987, essa indústria começou, na Região Centro-Sul, a produzir excedentes de energia elétrica durante a safra canavieira para o Sistema Interligado Nacional (SIN). De acordo com VASCONCELOS (2019), o pioneirismo na comercialização de excedentes de energia elétrica coube às usinas São Francisco, em Sertãozinho, São Martinho, em Pradópolis, e Vale do Rosário, em Morro Agudo, todas na região de Ribeirão Preto (SP).

Em 2021, a produção de bioeletricidade em geral para a rede atingiu 25.426 GWh, incluindo as diversas biomassas: biogás, lenha, lixívia, bagaço e

palha de cana, resíduos de madeira, capim elefante, casca de arroz etc., sendo que a biomassa da cana representou 20.202 GWh ou 79,5% do montante de geração de energia pela biomassa à rede no período supracitado

Considerando que há quase 400 usinas sucroenergéticas no país, segundo cadastro do MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (2022), a maior parte operando no submercado Sudeste/Centro-Oeste, pode-se vislumbrar um considerável potencial a aproveitar na geração de energia elétrica a partir da biomassa sólida e do biogás na agroindústria nacional, em especial a sucroenergética, e que poderia estar refletido no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que é o documento que traz a visão indicativa do Governo Federal sobre a expansão do setor de energia em um horizonte de dez anos.

No PDE 2031 (MME, 2022), referente ao período 2021-2031, a fonte bioeletricidade representará menos de 1% (400 MW) da previsão de acréscimo para o próximo decênio, no Cenário de Referência, além de 1,4 mil MW que entrarão em operação comercial dos empreendimentos já contratados no ambiente regulado, totalizando 1,8 mil MW em todo o período decenal.

O artigo tem por obtivo discutir a necessidade de ajustes no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2031, reconsiderando as potencialidades da biomassa e do biogás na publicação final do PDE 2031, com base nas informações e dados coletados junto à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e nas análises apresentadas no artigo.

O trabalho pode ser classificado como sendo não experimental, baseando-se em KERLINGER (1980) e como uma pesquisa descritiva, conforme GIL (2010), tendo por objetivo a descrição de terminadas características da atividade de geração de bioeletricidade no setor sucroenergético e o estabelecimento de relações entre a expansão da capacidade instalada no setor e a necessidade de ajustes no PDE 2031.

Para análise dos dados extraídos da base de dados da Aneel (acréscimo anual de capacidade instalada pela biomassa) utilizou-se a ferramenta da média

móvel simples ou aritmética (MMA), obtida pela média aritmética dos “n” últimos períodos observados, observando-se que quanto maior a quantidade, maior será a influência dos efeitos das componentes: Tendência, Sazonalidade e Cíclica nos modelos, conforme CORRÊA, GIANESI & CAON (2013).

2. DESENVOLVIMENTO

Segundo o MME (2022), o Plano Decenal de Expansão de Energia é um documento informativo anual elaborado pela EPE sob as diretrizes e apoio do Ministério de Minas e Energia (MME). O principal objetivo do PDE é indicar as perspectivas de expansão do setor de energia em um horizonte de dez anos, do ponto de vista do governo federal.

A partir dos dados contidos no Anexo A (Geração Centralizada de Energia Elétrica) do último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2031), pode-se constatar que a participação da geração renovável em nossa Matriz Elétrica diminuirá de 86% para 82,4%, em 2031. Além disso, a participação da geração não renovável aumentará de 14% para 17,6% em nossa matriz elétrica, por conta da entrada de um grande volume de térmicas a gás natural, para respaldar a volatilidade, advinda do crescimento das novas renováveis intermitentes eólica e fotovoltaica.

No PDE 2031 (MME, 2022), referente ao período 2024-2031, a fonte bioeletricidade, que pode também contribuir para respaldar o crescimento das fontes intermitentes, representará menos de 1% (400 MW) da previsão de acréscimo para o próximo decênio, no Cenário de Referência, além de 1,4 mil MW que entrarão em operação comercial dos empreendimentos já contratados no ambiente regulado, totalizando 1,8 mil MW em todo o período decenal.

Tabela 1 – Expansão indicativa acumulada para o Cenário de Referência (MW), PDE 2031, de 2024 a 2031

Fonte	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	% total
Resposta da demanda	200	400	600	1.000	1.500	2.100	2.311	2.311	5,4%
Nuclear								1.000	2,3%
Carvão					350	700	1.050	1.400	3,3%
RSU			50	100	150	200	250	300	0,7%
Biomassa				80	160	240	320	400	0,9%
Solar						500	1.000	2.700	6,3%
Eólica					344	844	2.544	4.344	10,2%
PCH e CGH	300	300	700	1.100	1.500	1.900	2.300	2.700	6,3%
Hidrelétrica			426	1.401	2.614	3.995	4.297	4.947	11,6%
Gás natural flexível	2.764	3.800	10.082	11.313	11.369	11.901	13.424	14.624	34,2%
Gás natural inflexível			1.000	3.000	6.000	7.000	8.000	8.000	18,7%
Total	3.264	4.500	12.858	17.994	23.987	29.380	35.496	42.726	100,0%

Fonte: MME (2022). Elaboração própria (2022).

Apesar da solidez do setor de geração de energia a partir das biomassas e do biogás, o PDE 2031 projeta uma expansão indicativa de apenas 80 MW/ano entre 2027 e 2031 (ou 50 MW/ano entre 2024 e 2031), de modo a totalizar 400 MW em um período de cinco anos, no chamado Cenário de Referência.

Juntamente com Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), de longe é a menor expansão indicativa em relação às demais fontes de geração. Por outro lado, de acordo com a ANEEL (2022), somente em 2020, a biomassa instalou 304 MW novos, representando 6% do total de acréscimo instalado no país naquele ano. Em 2021, a biomassa instalou 754 MW, representando 10% do total de acréscimo instalado na matriz elétrica por todas as fontes de geração (7.562 MW).

Em 2022, a previsão da Aneel é que a fonte biomassa atinja um acréscimo de 826 MW, sendo 205 MW já instalados até maio e os demais 621 MW a instalar até dezembro, todos com a viabilidade alta/média de entrada em operação comercial, de acordo com a Aneel, representando 10,5% do total de acréscimo a instalar na matriz elétrica por todas as fontes de geração (7.860 MW).

Ainda segundo o regulador, de 2022 a 2025, a fonte biomassa acrescentará 2.374 MW novos à matriz elétrica brasileira, em projetos que já entraram em operação comercial ou têm viabilidade alta/média de entrada em operação comercial. Um média anual de 594 MW no referido período.

Ao comparar as estimativas para as biomassas no PDE 2031 com os projetos catalogados na base de dados da Aneel, verifica-se o descasamento dos potenciais de investimento em bioeletricidade aos números apresentados no Plano Decenal, ainda que os dados da Aneel incluam a potência instalada total, tanto aquela destinada para a produção de energia elétrica para a rede quanto para o autoconsumo.

Tabela 2 - Acréscimo anual de capacidade instalada pela biomassa e Brasil, 2005-2025 (MW)

Ano	Biomassa	Brasil	% Biomassa/Brasil
2005	76	2.425	3,1%
2006	76	3.389	2,3%
2007	201	3.322	6,0%
2008	633	2.156	29,3%
2009	1.155	3.556	32,5%
2010	1.750	6.149	28,5%
2011	919	4.199	21,9%
2012	917	3.983	23,0%
2013	1.431	5.889	24,3%
2014	907	7.395	12,3%
2015	922	6.552	14,1%
2016	817	9.528	8,6%
2017	508	7.427	6,8%
2018	141	7.221	2,0%
2019	219	7.341	3,0%
2020	304	4.932	6,2%
2021	754	7.562	10,0%
2022	826	7.860	10,5%
2023	377	13.717	2,8%
2024	649	5.871	11,1%
2025	522	12.675	4,1%
Total	14.104	133.151	10,6%

Fonte: ANEEL (2022). Elaboração própria (2022).

*2022 a 2025: previsão, incluindo projetos com restrição para entrada em operação, mas excluindo-se os projetos sem previsão de entrada.

A média móvel para o período da Tabela 2, referente à biomassa, sendo captados três períodos (anos) contando o observado, está disposta na Figura 1.

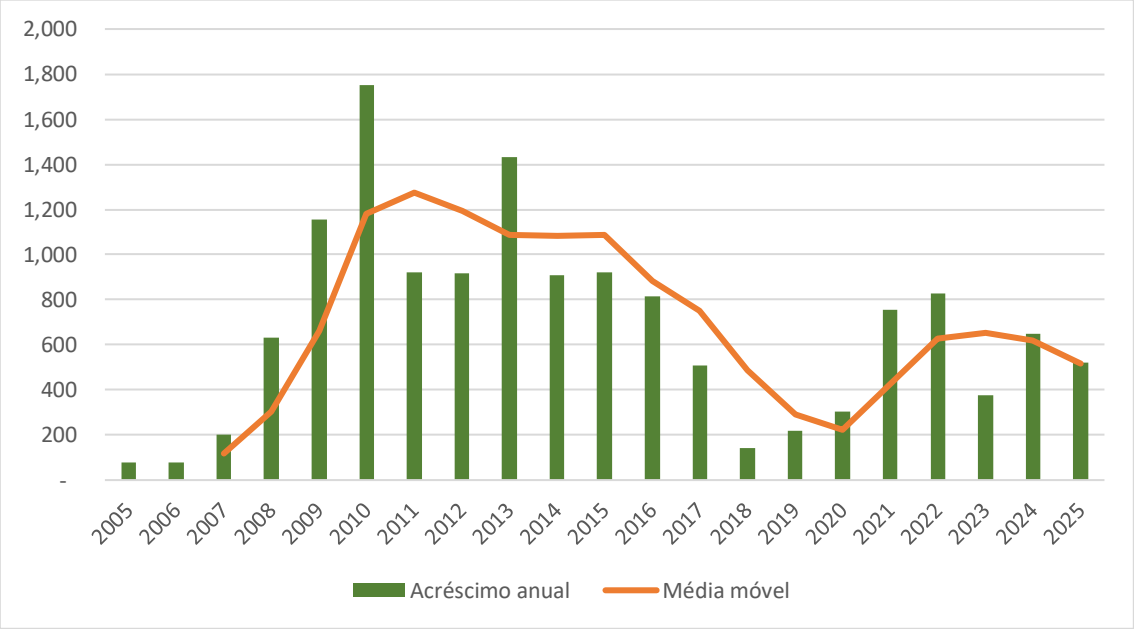


Figura 1 – Acréscimo anual de capacidade instalada pela biomassa, 2005-2025 (MW) e média móvel

Fonte: ANEEL (2022). Elaboração própria (2022).

A Figura 1 mostra que nos dez anos (2016-2025) tanto a média anual aritmética simples como a média móvel anual simples apresentam valores próximos: 512 MW e 547 MW respectivamente, indicando que o PDE 2031 subestima a expansão da bioeletricidade/biogás ao projetar uma expansão indicativa de apenas 80 MW/ano entre 2027 e 2031, de modo a totalizar 400 MW em um período de cinco anos, no chamado Cenário de Referência.

3. CONCLUSÃO

Apesar da solidez do setor de geração de energia a partir das biomassas e do biogás, o PDE 2031 projeta uma expansão indicativa de apenas 80 MW/ano entre 2027 e 2031, de modo a totalizar 400 MW em um período de cinco anos, no chamado Cenário de Referência. Juntamente com Resíduos Sólidos Urbanos

(RSU), de longe é a menor expansão indicativa em relação às demais fontes de geração.

A conclusão principal do trabalho é identificar como as estimativas presentes no PDE 2031 parecem subestimadas considerando a própria dinâmica do mercado, admitindo a base de dados da Aneel como uma informação mais crível do nível esperado de novos investimentos pela fonte biomassa no setor elétrico brasileiro.

Espera-se que o artigo estimule novas pesquisas e que, na publicação dos próximos Planos Decenais de Expansão de Energia, sejam reconsideradas tanto as potencialidades da biomassa e do biogás quanto a perspectiva de expansão na matriz elétrica brasileira, a partir da observação da própria evolução contestadora do mercado de bioenergia, conforme dados verificados na base de dados da Aneel.

Por fim, o trabalho indica também como sendo importante pelo menos a discussão sobre a retificação dos próximos PDEs com relação ao aproveitamento dessa fonte renovável estratégica para o país, até por conta da importância que a biomassa e o biogás têm para o sucesso da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)[1], pois etanol e bioeletricidade são produtos sinérgicos no portfólio das usinas sucroenergéticas e o PDE é peça importante para divulgar e estimular o investimento local e internacional no setor sucroenergético, dado seu caráter indicativo e estratégico, requerendo ajustes n

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition", 2001.

BRASIL. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Ralie - Acompanhamento da Expansão da Geração, 2022. Disponível em: <

[1] De acordo com o PDE 2031 (MME, 2022), o RenovaBio deve estimular o aumento da cana-de-açúcar colhida em 170 milhões de toneladas, entre 2021 e 2031. “A partir da área e da produtividade, projeta-se que a cana colhida cresça a uma taxa de 2,5% a.a., atingindo 770,4 milhões de toneladas em 2031” (MME - PDE 2031, 2022, p.226).

https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 14 mai. 2022.

BRASIL. MAPA – MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO. Sistema de Acompanhamento da Produção Canavieira (Sapcana). Disponível em: < https://sistemasweb4.agricultura.gov.br/sapcana/downloadBaseCompletaInstituicao.action>. Acesso em: 04 mai. 2022.

BRASIL. MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 02 mai. 2022.

CORRÊA, H. L; GIANESI, I. G. N; CAON, M. Planejamento, programação e controle da produção. 5° Edição. São Paulo: Editora Atlas, 2013.
456 p.

DALENA, F.; BASILE, A.; ROSSI, C. Bioenergy Systems for the Future. Elsevier Ltd., 2017

GIL, A.C. Como elaborar projetos de pesquisa. 5. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2010. 184 p.

KERLINGER, F. N. Metodologia da pesquisa em ciências sociais: um tratamento conceitual. Tr. do inglês por H. M. Rotundo. São Paulo: E.P.U., 1980.

VASCONCELOS, Y. O desafio de gerar Bioenergia. Revista Fapesp, Edição 286. São Paulo: Fapesp, dez. 2019. Disponível em: < https://revistapesquisa.fapesp.br/o-desafio-de-gerar-bioenergia/>. Acesso em: 07 abr. 2022.

A CULTURA DO GIRASSOL EM MATO GROSSO E SUA UTILIZAÇÃO NA PRODUÇÃO DE BIODIESEL: UMA ANÁLISE COMPETITIVA ENTRE SOJA E GIRASSOL

Anderson Nunes de Carvalho Vieira

Universidade Estadual do Oeste do Paraná

RESUMO

O presente estudo buscou primeiramente levantar os principais dados pertinentes a produção de biodiesel e girassol no estado de Mato Grosso. Com este levantamento foi possível compreender o cenário da atual produção e se existe espaço para uma diversificação agroenergética no estado. A pesquisa teve como objetivo geral identificar quais os motivos que impedem cultura do girassol ser utilizada na produção biodiesel em Mato Grosso. A abordagem metodológica utilizada foi a qualitativa/quantitativa com emprego do método comparativo que utilizou o critério de notas para avaliar os fatores de competitividade. O girassol se mostrou viável para a produção de biodiesel, porém precisa superar barreiras ligadas às políticas públicas e de rentabilidade.
Palavra-chave: Girassol, Biodiesel, Mato Grosso.

ABSTRACT

The present study first sought to gather the main data pertinent to the production of biodiesel and sunflower in the state of Mato Grosso. With this survey it was possible to understand the scenario of the current production and if there is room for agroenergetic diversification in the state. The general objective of this research was to identify the reasons that prevent sunflower culture from being used in biodiesel production in Mato Grosso. The methodological approach used was the qualitative / quantitative using the comparative method that used the grade criterion to evaluate the competitiveness factors. Sunflower has proven viable for biodiesel production but needs to overcome barriers linked to public policies and profitability.

Keyword: Sunflower, Biodiesel, Mato Grosso.

1. INTRODUÇÃO

O biodiesel é um combustível produzido a partir de óleos vegetais ou de gorduras animais. Diversas espécies vegetais presentes no Brasil podem ser usadas na produção do biodiesel dentre elas a soja, o dendê, a mamona, o babaçu, o amendoim, o pinhão-manso e o girassol. Entretanto, o óleo vegetal in natura é um produto diferente do biodiesel, que deve atender à especificação estabelecida pela Resolução ANP n° 7/2008. Em dados divulgados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2020), o Brasil está entre os maiores produtores e consumidores de biodiesel do mundo.

O girassol (*Helianthus annuus*) é uma planta anual[1] da família das *Asteraceae* com um caule alongado e uma flor de cor amarela no topo com a distribuição das pétalas do tipo capítulo, embutida em um receptáculo arredondado protegido por brácteas. Possui esse nome devido a uma característica peculiar da planta em sempre estar com o centro de sua flor voltado para a trajetória realizada pelo Sol, um fenômeno botânico conhecido como heliotropismo. A planta pode chegar a medir 3 metros de altura na fase adulta com uma flor totalmente abrochada medindo até 30 centímetros de diâmetro. Suas sementes, que são comestíveis, são riquíssimas em óleo e gordura do tipo mono e poliinsaturadas, isto é, gorduras benéficas e necessárias ao bom funcionamento de organismo humano e animal, (ROSSI, 1998).

O cultivo do girassol no estado de Mato Grosso vem crescendo a cada ano. Uma das explicações para este crescimento pode ser o sucesso obtido pelos agricultores com o processo de rotação e sucessão de cultura na cidade de Campo Novo do Parecis nos períodos de entre safra da soja, substituindo o chamado milho safrinha pelo girassol. Diante deste sucesso é pertinente indagar: Quais motivos impedem a utilização do girassol na produção de biodiesel em

[1] Anual é um tipo de planta que possui o seu ciclo completo (nasce – cresce – reproduz e morre) dentro de um ano, (ROSSI, 1998).

Mato Grosso, sendo que o estado é o maior produtor tanto de biodiesel quanto de girassol do Brasil?

Para tanto, este estudo teve como objetivo geral identificar quais os motivos que impedem que a produção de girassol possa ser utilizada para se produzir biodiesel em Mato Grosso. Para encontrar este objetivo geral propôs-se os seguintes objetivos específicos: a) descrever o atual cenário da produção de girassol e de biodiesel em Mato Grosso; b) comparar as culturas da soja e do girassol e verificar as vantagens do girassol como matéria-prima para a produção de biodiesel e; c) apontar os principais motivos que impedem a inserção do girassol na matriz agroenergética do estado.

Além da importância que se deve dispender para as questões ecológicas, este trabalho se torna relevante no sentido de despertar o segmento do agronegócio mato-grossense para este potencial do girassol para a produção de biodiesel. Desta forma, este estudo se torna um fomento às análises voltadas as vantagens agroenergéticas, socioeconômicas e ambientais que o girassol possui em ser matéria-prima para produção de biodiesel, verificando os motivos pelos quais ainda não se produz biodiesel a partir deste grão no estado. Além do mais, existe a necessidade urgente de se diversificar a matriz agroenergética não só de Mato Grosso, mas do Brasil.

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para a elaboração desta pesquisa foi o método hipotético-dedutivo tendo como suporte uma revisão bibliográfica sobre a produção do biodiesel e da cultura do girassol utilizando-se de livros, artigos científicos, dados estatísticos divulgados por organismos oficiais, sites e revistas especializadas no assunto. Para descrever o atual cenário da produção de girassol e de biodiesel em Mato Grosso foram empregados dados secundários obtidos através de pesquisas e informações divulgadas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), pela Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA), pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), pelo Ministério da Agricultura,

Pecuária e Abastecimento (MAPA), pelo Sindicato dos Produtores de Biodiesel de Mato Grosso (SINDIBIO-MT) e também por alguns órgãos e empresas com dados e informações pertinentes a pesquisa.

Para se verificar as vantagens do girassol como matéria-prima para a produção de biodiesel foi empregado o método comparativo, onde se verificou os principais dados sobre fatores técnicos (teor e rendimento médio de óleo), fatores de rentabilidade (produtividade média, receitas e lucros) e fatores de custos (custos e despesas) tanto na produção de soja quanto de girassol na safra mato-grossense de 2019/2020. A comparação do girassol para com a soja se eveu justamente pela soja ser a principal matéria-prima empregada na produção de biodiesel em Mato Grosso atualmente.

Na análise dos dados foi adotada a metodologia descritiva de abordagem qualitativa/quantitativa com o intuito de estabelecer notas e posteriormente qualificar a competitividade entre ambas oleaginosas. Assim, para qualificar os fatores propostos (fatores técnicos, de rentabilidade e de custos), foi utilizado como critérios as seguintes formas de notas: favorável (F) para os que afetam a viabilidade positivamente; neutro (N) para os que não influenciam a viabilidade da cultura nem positiva e nem negativamente; e desfavorável (D) para aqueles que afetam negativamente a viabilidade da cultura em determinado fator. Cabe esclarecer que estas notas avaliam a competitividade de uma oleaginosa em detrimento a outra, ou seja, se for favorável a uma é consequentemente desfavorável a outra e vice-versa. Por fim, uma vez qualificado os fatores propostos, foi possível apontar os principais motivos que impedem a utilização do girassol como uma possível alternativa para a produção de biodiesel no estado.

3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

3.3 Viabilidade da produção de biodiesel de girassol e os entraves e gargalos a serem superados pelo setor em mato grosso: Comparativo entre soja e girassol

Um fator de relevante importância para a produção do biodiesel é a origem de sua matéria prima. É necessário que a matéria prima seja a mais rentável possível, criando assim uma viabilidade segura para a produção do combustível. Na tabela 4 é possível verificar o teor médio de óleo, a produtividade média e o rendimento em óleo das principais oleaginosas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil.

Tabela 4 – Produtividade Média e o rendimento em óleo por hectare

Oleaginosa	Teor Médio de Óleo (%)	Produtividade Média de Grãos (kg/ha)	Rendimento Médio em Óleo (kg/ha)
Algodão	19	1.900	361
Amendoim	45	2.400	788
Canola	38	1.500	570
Dendê	26	15.000	4000
Girassol	45	1.800	774
Mamona	48	1.000	470
Pinhão Manso	38	5.000	1.900
Soja	20	2.800	560

Fonte: MAPA – 2020

Os altos índices de produtividade média do dendê e pinhão manso se devem justamente a grande capacidade de óleo que essas oleaginosas possuem, porém, sua tecnologia ainda não é dominada para a produção em grande escala. Isso significa que mesmo com esse fator oleaginoso a favor, sua produção é inviabilizada para fins de abastecimento do mercado de biodiesel. Ainda se deve considerar a gordura animal – em maioria bovina – que também fazem parte da produção de biodiesel no Brasil, deixando a fatia de mercado para cada produto conforme observado na Gráfico 1:

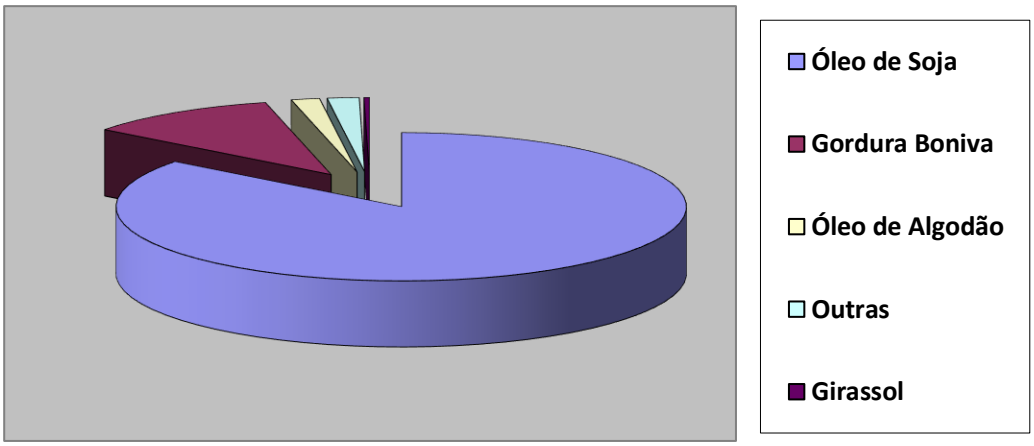


Gráfico 1 – Matérias primas utilizadas para produção de biodiesel
Fonte: ANP 2020

No caso específico de Mato Grosso é indiscutível a liderança da soja na agricultura do estado, tanto em nível de produção em grande escala quanto de importância para a economia regional. Frente esse cenário, o girassol se tornou uma alternativa de plantio no período da entressafra que ocorre após a colheita da soja, substituindo o milho de forma rentável, porém com uma demanda mais restrita e um mercado menor que do milho. A produção de girassol em Mato é voltada apenas para o mercado de aves, óleo vegetal e farelo para nutrição animal.

A tabela 5 reuni os três fatores propostos para se verificar as possíveis vantagens do girassol como matéria-prima para a produção de biodiesel em relação a soja que é a principal matéria-prima empregada nesta produção. Tais fatores podem servir de parâmetro inicial para tomada de decisão por produtores rurais interessados em escolher determinada cultura para a produção de biodiesel:

Tabela 5 – Principais dados sobre renda e custos na produção de soja e girassol na safra mato-grossense de 2019/2020

FATORES	SOJA	Ns(*)	GIRASSOL	Ng(*)
FATORES TÉCNICOS				
Teor médio de Óleo (%/hectare)	20	D	45	F
Rendimento Médio em Óleo (kg/hectare)	560	D	774	F
FATORES DE RENTABILIDADE				
Produtividade (saca/hectare)	73,50	F	32,10	D
Preço Médio de Venda (R$/saca)	50,00	D	52,00	F
Receita (R$/hectare)	3.675,00	F	1.669,20	D
Lucro Operacional (R$/hectare))	377,18	F	164,04	D
Lucro Financeiro (R$/hectare)	402,69	F	189,35	D
FATORES DE CUSTOS				
Custo Operacional (R$/hectare)	3.297,82	D	1.505,16	F
Custos com Insumos (R$/hectare)	1.505,28	D	1.073,43	F
Operações Mecanizadas e Logística	1.513,16	D	1.176,18	F
Mão-de-obra, taxas e serviços (R$/hectare)	279,38	D	255,56	F

(*) Ns: Notas da Soja. Ng: Notas do Girassol

Fonte: MAPA – 2020 e EMBRAPA – Soja safra 2019/2020

Assim, de acordo com as informações verificadas na tabela 5 é possível verificar que a soja leva vantagem sobre o girassol no que concerne aos fatores de rentabilidade. Sua elevada produtividade de sacas por hectares em relação ao girassol é justificável pelo domínio que os produtores rurais de Mato Grosso já obtêm no que concerne a tecnologia, manejo da lavoura, tratamento do solo e insumos agrícolas, enquanto o girassol é uma cultura recente se comparada a soja. Isso leva consequentemente a soja a ser bem mais rentável e lucrativa, mesmo possuindo preço médio de venda levemente menor que do girassol.

No que se refere aos fatores técnicos o girassol se mostrou bem mais favorável que a soja. Isso se deve aos fatores biológicos de cada uma das espécies. Assim, o girassol se mostrou mais vantajoso que a soja no tocante ao teor e rendimento oleaginoso, e, assumindo-se que tais características são naturais de cada planta, este fator se torna quase inflexível ao longo do tempo, favorecendo o girassol. Já os fatores de custos também demonstraram total prevalência do girassol em relação a soja. A justificativa está embasada na ciência de que a cultura do girassol é bem mais tolerante à escassez de água

que a da soja, além de necessitar de menos defensivo agrícola (devido a sensibilidade de seus agentes polinizadores) e menos fertilizantes. Desta forma, o girassol demonstrou significativa redução dos custos operacionais, fazendo com que tais reduções reflitam também em menores custos financeiros, de logística e de mão-de-obra.

O progresso da produção de biodiesel a base de girassol em Mato Grosso esbarra na falta de estímulos para o setor. O cenário é favorável ao girassol e a sua inserção como alternativa agroenergética na produção de biodiesel no estado. No âmbito industrial, a criação de um marco regulatório mais estimulante com o aumento da mistura, a desigual competição entre as indústrias esmagadoras e as *tradings companies,* além da baixa qualidade da oleosidade fornecida à indústria são problemas a serem superados. Porém, pela visão do agricultor, a criação de políticas públicas para incentivos aos produtores, a divulgação e capacitação para os agricultores dispostos a mudar de cultura, a exportação da soja como geradora de dependência para a economia brasileira refletindo em um grão mais barato (quando não exportado) para a produção de biodiesel são aspectos a serem superados para que o girassol possa concretizar seu lugar como alternativa agroenergética em Mato Grosso e no Brasil. O biodiesel a base de girassol poderia ser, no mínimo, mais vantajoso do ponto de vista dos custos de produção (dentro da porteira) e de seus aspectos técnicos do que o mesmo feito de soja.

4. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A inserção dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, nas últimas décadas, foi decorrente da adoção de políticas públicas específicas em reação às crises do petróleo, visando à redução da dependência do petróleo com base em uma alternativa energética nacional, o etanol de cana-de-açúcar. Ademais, vislumbrou-se o desenvolvimento de uma cadeia industrial nacional associada ao uso dessa fonte energética, a fim de contribuir para o crescimento econômico do país. Uma forte motivação de segurança do abastecimento (redução da dependência do petróleo) foi adicionada preocupações locais e

globais com o meio ambiente. O potencial dos biocombustíveis no combate aos desafios socioambientais e econômicos, causados pelas mudanças climáticas, foi incorporado como objetivo de políticas públicas do Brasil, haja vista seu papel para a redução das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE), em particular, no setor de transportes preocupados com compromissos assumidos na política internacional. Nesse contexto, além da ampliação do papel do etanol carburante, a partir do lançamento dos veículos flex/fuel, o biodiesel, a bioeletricidade, o biogás e o biometano foram inseridos na matriz energética nacional nas últimas décadas como novos desafios para o Brasil. A preocupação ambiental também foi um forte componente que motiva a pesquisa e o desenvolvimento de novos biocombustíveis e biomateriais, em direção a uma economia de baixo carbono.

Ficou notória a eficiência da soja em relação ao girassol do ponto de vista da rentabilidade. Os anos de consolidação da soja tem proporcionado aos produtores uma melhor segurança na produção, aquisição de insumos e exportação do grão, fazendo com que muitos não se arrisquem em novas culturas. Porém, o girassol possui uma interessante viabilidade para se tornar uma alternativa a mais na produção de biodiesel em Mato Grosso. O girassol vem obtendo sucesso na adaptação ao cerrado mato-grossense e isso tem levado o estado a ser o maior produtor do grão no país. Tal afirmativa encontra suporte na prevalência do girassol em comparação com a soja nos fatores técnicos e de custos. Com fatores técnicos fortes, como a tolerância a escassez de água, menos utilização de fertilizantes e defensivos, o girassol congrega eficiência na redução de seus custos de produção, operação e financeiros.

Este estudo conclui que a viabilidade do girassol para a produção de biodiesel esbarra na falta de estimulo dos segmentos ligados tanto aos produtores quanto aos empresários e em políticas públicas para a oferta e demanda do biodiesel no Brasil. Constatou-se que a pouca experiência e conhecimento dos produtores com a nova cultura, a falta de estudos na área que revele sua viabilidade social, ambiental, econômica e até mesmo agroenergética e o interesse por parte das indústrias produtoras de biodiesel podem ser os

motivos determinantes para a não utilização do girassol como matéria prima para a produção de biodiesel em Mato Grosso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. Produção de Biodiesel e Lelilões. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/?pg=73292&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1432257400320> Acesso em maio de 2020.

AMARAL, Daniel Furlan. Desmistificando o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel- A Visão da Indústria Brasileira de Óleos Vegetais - Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais - ABIOVE, São Paulo, agosto, 2009, 21p.

Associação dos Produtores de Soja de Mato Grosso – APROSOJA. Dados da produção de MT. Disponível em: < http://www.aprosoja.com.br/sobre-a-soja/Os-usos-da-Soja > acesso em: nov. 2020.

BIODIESELBR. Dados da produção europeia. Disponível em: < http://www.biodieselbr.com/biodiesel/mundo/biodiesel-uniao-europeia.htm > acesso em: dez. 2020.

BORSUK et al. Viabilidade econômica e fatores limitantes do cultivo de girassol no período da safrinha. (Recebido para Publicação em 12/10/2008, aprovado em 10/04/2012) Bras. Agrociência, Pelotas, v.17, n.2-4, p.277-283, abr-jun, 2020.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT. Protocolo de Quioto, 1999 – traduzido pelo MCT com o apoio do Ministério das Relações Exteriores da República Federativa do Brasil. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0012/12425.pdf Acesso em: nov. 2020.

CAMPOS. Arnoldo A. de; Carmélio. Edna de C.; Construir a diversidade da matriz energética: o Biodiesel no Brasil, publicado no livro Biocombustíveis.

Biocombustíveis: a energia da controvérsia. Abramovay; R.(organizador). São Paulo: Editora Senac. São Paulo. 2009. Páginas 60 -97.

CÉSAR, A. S. Análise dos direcionadores de competitividade para a cadeia produtiva de biodiesel: o caso da mamona. 2009. 188 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Instituto de Gestão de Sistemas Agroindustriais, Universidade Federal de São Carlos, São Paulo.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB. Série Histórica: Produção de Girassol 2020. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/conabweb/download/cas/especiais/semente_de_girassol.pdf> Acesso em out. 2020.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB. Girassol em números. Disponível em: < http://www.conab.gov.br/busca.php?filtro=girassol > acesso em out. 2020.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB. Produção de Girassol 2020. Disponível em: < http://www.conab.gov.br/conabweb/download/cas/especiais/semente_de_girassol.pdf > acesso em: nov. 2020.

Cotação Rural BR. Cotações de commodities. Disponível em: < http://cotacao.ruralbr.com.br/ > acesso em: dez. 2020.

DIRECTIVE 2003/30/EC). Regulamentação e mercado do biodiesel europeu. Disponível em: < http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:123:0042:0042:EN:PDF > acesso em: dez 2020.

European Biodiesel Board. Dados da produção de biodiesel na Europa. Disponível em: < http://www.ebb-eu.org/stats.php > acesso em dez. 2020.

FONTANA, José Domingos. Biodiesel para leitores de 9 a 90 anos. Curitiba: Ed. UFPR, 2020. p. 253.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRARIA E ESTATÍSTICA – IBGE. Produção de Girassol em Mato Grosso em 2020. Disponível em: < http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/pesquisas/pesquisa_resultados.php?id_pesquisa=44 > acesso em: nov. 2020.

INSTITUO MATO-GROSSENSE DE ECONOMIA AGROPECUÁRIA – IMEA, 2020. Cotações: Preço da soja disponível. Disponível em: <http://www.imea.com.br/cotacoes.php?produto=1&subproduto=5> Acesso em maio 2020.

LEITE, Regina Vilas Boas Campos. O Girassol no Brasil – EMBRAPA. 2005 p. 74.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA PECUÁRIA E ABASTECIMENTO – MAPA. Produção e Mercado de Girassol 2020. Disponível em: < http://www.agricultura.gov.br/vegetal/noticias/2012/07/mercado-do-girassol-cresce-no-brasil > acesso em: nov. 2020.

PEREZ, Ronaldo. Uma análise exploratória da competitividade e agregação de valor da cadeia produtiva de carne bovina no Brasil, com ênfase no segmento de abate e processamento. Tese Doutorado - Unicamp, Campinas, SP, 2003.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Casa Civil – Lei. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2005/lei/l11097.htm > acesso em out. 2020.

Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRÁS. Produção de biodiesel no Brasil. Disponível em: < http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/biocombustiveis/?gclid=cp2ytpyp9rocfwxo7aodg1aaaq > acesso em: nov. 2020.

Rede Biodiesel. Pesquisas da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. Disponível em: < http://www.redebiodiesel.com.br/ > acesso em dez. 2020.

ROMEIRO, Ademar Ribeiro. Meio ambiente e dinâmica de inovações na agricultura. São Paulo; Editora Annablume, 2009.

ROSSI. Rodolfo Oscar. O Girassol. São Paulo: Tecnoagro, 1998. 333 p.

SACHS, I. Caminhos para o Desenvolvimento Sustentável. São Paulo: Garamond, 2002.

SACHS, I. Desenvolvimento: includente, sustentável, sustentado. 1 ed. Rio de Janeiro: Garamond, 2004. 1152 p.

Sociedade Nacional de Agricultura. Dados da Produção EMBRAPA. Disponível em: < http://sna.agr.br/2011/05/mt-e-lider-nacional-na-producao-de-quatro-commodities/ > acesso em: out. 2020.

TRIVIÑOS, A. N. S. Introdução à pesquisa em ciências sociais: a pesquisa qualitativa em educação. São Paulo: Atlas, 1987, 176 p.

WÖRGETTER, M. et al. *Intelligent energy*. Final report. FJ-BLT Wieselburg. Report n. 47, March 2006. Disponível em: < http://www.blt.bmlfuw.gv.at/vero/veroeff/0964_LIB_Forschungsbericht47.pdf >. Acesso em: nov. 2020.

A EFICIÊNCIA NA PRODUÇÃO DAS MATÉRIAS-PRIMAS VEGETAIS UTILIZADAS NA GERAÇÃO DO BIODIESEL NO BRASIL

Simão Pereira da Silva Pereira[1]; Alexandre Sylvio Vieira da Costa Vieira[1]

[1]*Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri*

RESUMO

Esta pesquisa analisa a eficiência na produção das matérias-primas vegetais (MPV): soja, milho, algodão, amendoim, dendê, girassol e canola que integram a base da produção do biodiesel no Brasil. Os dados foram tratados sob a técnica Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis - DEA)*. Dos 111 municípios analisados, 55 ou 49% não possui eficiência máxima na produção de pelo menos uma destas MPV. Dos insumos utilizados na produção, SMFA (sementes/mudas, fertilizantes e agrotóxicos) são os que mais delimitam a ineficiência. A produção exponencial da soja não a torna necessariamente a mais eficiente e nem a melhor escolha para a produção do biodiesel, pois, possui o menor rendimento em óleo em kg/ha t (51%) e o menor balanço energético (1,3:1). Por sua vez o dendê tem o segundo melhor rendimento em kg/ha t (280%) e o melhor balanço energético (5,6:1), porém há limitações logísticas para a industrialização do seu óleo.

Palavras-chave: Biodiesel, matérias-primas vegetais, eficiência.

ABSTRACT

This research analyzes the efficiency in the production of vegetable raw materials (MPV): soy, corn, cotton, peanuts, palm oil, sunflower and canola that form the basis of biodiesel production in Brazil. Data were treated using the Data Envelopment Analysis (DEA) technique. Of the 113 municipalities analyzed, 53 or 47% do not have maximum efficiency in the production of at least one of these MPVs. Of the inputs used in production, SMFA (seeds/seedlings, fertilizers and pesticides) are the ones that most delimit inefficiency. The exponential production of soybean does not necessarily make

it the most efficient or the best choice for the production of biodiesel, as it has the lowest oil yield in kg/ha t (51%) and the lowest energy balance (1.3: 1). In turn, palm oil has the second best yield in kg/ha t (280%) and the best energy balance (5.6:1), but there are logistical limitations for its industrialization.
Key Words: Biodiesel, vegetable raw materials, efficiency.

1. INTRODUÇÃO

O Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB/2005) e a Política Nacional de Biocombustíveis (RENOVABIO/2017) postulam atender aos compromissos assumidos pelo Brasil na Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (Paris/2015 e COP/2021), cuja meta principal é a descarbonização no setor de combustíveis. Uma das alternativas para alcance dessa meta é o uso do biodiesel, cuja utilização contribui no desenvolvimento econômico de maneira sustentável. Apesar dos importantes avanços da produção nacional do biodiesel, há questões relativas à produção das MPV destinadas à sua geração que despertam inquietações: diferentes cultivos, diversificação e regionalização dos insumos, forma de produção, áreas de plantio e as condições para seu cultivo impactam de maneiras diferentes a produção destas MPV.

Assim, surgem questões relacionadas à eficiência da produção, que condicionam a produtividade. Dentre as técnicas de análise multicriterial, considerou-se nesta pesquisa a estimação da eficiência pela Análise Envoltória de Dados (DEA - *Data Envelopment Analysis*). Por meio dela, foi possível fazer a comparação entre os municípios produtores, e identificar dados quantitativos sobre o desempenho das unidades ineficientes.

2. A PRODUÇÃO DO BIODIESEL

O biodiesel é um combustível renovável obtido a partir de um processo químico denominado transesterificação, pelo qual os triglicerídeos presentes nos óleos vegetais e na gordura animal reagem com álcool, metanol ou etanol, gerando o éster e a glicerina. Após purificação, é comercializado (ANP, 2021).

O biodiesel pode ser puro ou misturado ao diesel fóssil. O percentual atual de adição obrigatória do biodiesel ao diesel fóssil encontra-se em 10%, com possibilidade de aumento para 15% até 2023 (CNPE, 2021). Em 2019, foram consumidos 5,9 bilhões de litros de biodiesel no Brasil, o que representou um aumento de 11,3 % em relação a 2018, e 6,4 bilhões de litros em 2020, acréscimo de 10% em relação a 2019 (EPE, 2021).

Com o crescimento da produção e perspectivas de aumento da adição obrigatória, reduziu-se a importação líquida de diesel. Contudo, há potencial para aumento da participação do biodiesel devido à amplitude da biomassa disponível, às pesquisas em andamento e à capacidade ociosa (38%) nas usinas produtoras.

A composição da biomassa como fonte geradora do biodiesel em 2020 foi: óleo de soja (71,4%), gordura bovina (9%), materiais graxos (11,2%), gordura suína (2%), óleo de fritura (1,6%), óleo de dendê (2,5%), óleo de algodão (1,6%), e gordura de frango (0,6%). O óleo de soja figurou como o insumo mais importante para a produção de biodiesel em 2018/2019 e em 2019/2020 (67,8% e 71,4%), seguido pelo sebo bovino e outros materiais graxos, dos quais se destacam o óleo de milho, o óleo de amendoim, o óleo de nabo forrageiro, o óleo de girassol e o óleo de canola como MPV mais utilizadas na produção do biodiesel de 2011 a 2020 (ANP, 2021).

Estas MPV possuem produção média de óleo por kg/ha t e balanços energéticos distintos. A soja tem produção média de óleo kg/ha t de 51 e balanço energético de 1,3:1, o milho tem produção média de óleo kg/ha t de 14,17 e balanço energético de 1,42:1, o algodão tem produção média de óleo kg/ha t de 45 e balanço energético de 1,77:1, o amendoim tem produção média de óleo kg/ha t de 297,5 e balanço energético de 2,93:1 (consorciado), o dendê (mesocarpo) tem produção média de óleo kg/ha t de 105 e balanço energético de 5,6:1, o dendê (amêndoa) tem produção média de óleo kg/ha t de 275 e balanço energético de 5,6:1, a canola tem produção média de óleo kg/ha t de 308 e balanço energético de 2,9:1 e o girassol tem produção média de óleo

kg/ha t de 1.032 e balanço energético de 2,37:1(Luz, Mainier e Monteiro, 2015; Muñoz *et. al* , 2012; Ramos *et at*, 2017).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Para estimar a eficiência técnica da produção das sete MPV: soja, milho, algodão, amendoim, dendê, canola e girassol foi elaborada uma matriz dos custos da produção agrícola destas MPV, que se dividiu em Custos Variáveis: MJS (máquinas, juros e serviços) e SMFA (sementes/mudas, fertilizantes e agrotóxicos); e, Custos Fixos: MDE (manutenções, depreciações e encargos) e RF (renda de fatores), com base na matriz de insumos CONAB/2021, na matriz do CEPEA/2015 e na planilha-resumo dos custos operacionais do IMant/2020 - Instituto Mato-Grossense do algodão.

Posteriormente, foi calculada a eficiência na produção das sete MPV pela Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* - DEA) (FERREIRA & GOMES, 2009), tendo os CF e os CV (insumos) como *inputs* e a produtividade (kg/ha) como *outputs*. A DEA é uma técnica não paramétrica, que utiliza a PPL - programação linear matemática - para analisar a eficiência das unidades produtivas (SCHEEL, 2001). Adotou-se o modelo BCC/VRS (retornos variáveis à escala) com orientação produto (voltado para a saída) que é mais apropriado para maximizar os resultados, dado os recursos disponíveis. O modelo de programação linear utilizado consta da Equação 1, (Ferreira e Gomes, 2009).

$$\begin{aligned} &\max \emptyset \\ \text{Sujeito a} \quad &-\phi Y_i + Y\lambda \geq 0 \\ &x_i - X\lambda \geq 0 \\ &N_1'\lambda = 1 \\ &\lambda \geq 0 \end{aligned} \qquad (1)$$

em que ϕ é um escalar cujo valor está entre um e infinito, sendo que a eficiência técnica (θ) da DMU é obtida pela razão $1/\phi$; λ é um vetor, cujos

valores são calculados de forma a obter a solução ótima; y_i são os produtos; e x_i são os insumos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 A Eficiência na Produção

A eficiência na produção das MPV é discutida a partir da Tabela 1.

Tabela 1 - A Eficiência técnica dos municípios produtores de soja em 2021

VRSTE - Retorno Variável à Escala			Ef. Projetada		Folga nos insumos (R$)			
Municípios	P. kg/ha	Sc. Efic.	Prod.	%	MJS	SMFA	MDE	RF
Assis - SP	3000	0.899	3.335	11	0,00	0,00	307,64	0,00
Cruz Alta - RS	2700	0.739	3.655	35	0,00	0,00	36,43	2,75
Fco Beltrão - PR	3300	0.939	3.515	6,5	737,11	0,00	0,00	0,00
Guarapuava - PR	3500	0.912	3.836	9,6	0,00	0,00	423,59	62,2
Ponta Grossa - PR	3800	0.974	3.900	2,6	159,80	6,31	31,04	94
Londrina - PR	3600	0.923	3.900	8,3	196,29	1.164,	1.012,	55,4
C. Mourão - PR	3650	0.971	3.760	3,0	10,70	329,65	0,00	185,
Unaí - MG	3300	0.933	3.536	7,2	27,00	0,00	53,31	0,00
Cristalina - GO	3150	0.852	3.699	17,	154,9	221,64	0,00	0,00
Balsas - MA	3120	0.832	3.751	20,	0,00	0,00	465,85	0,00

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

Dos 19 municípios analisados, 13 (56%) obtiveram eficiência máxima (*score* de eficiência 1,000). São eles: Pedro Afonso/TO, Ijuí/RS, São Luiz Gonzaga/RS, Boa Vista/RR, Uruçuí/PI, Sorriso/MT, Primavera do Leste/MT, Campo Novo do Parecis/MT, Dourados/MS, Chapadão do Sul/MS, Barreiras/BA, Brasília/DF e Rio Verde/GO (excluídos da TAB. 1). Esses eficientes servem de *benchmark* para os demais. Análises das suas estruturas de custos: MJS, SMFA, MDE e RF dos eficientes podem gerar informações necessárias à melhoria do desempenho dos outros municípios.

Ponta Grossa e Londrina são os que requerem eliminação das folgas nos quatro subgrupos dos custos (MJS, SMFA, MDE e RE) para alcançar

eficiência. Os insumos variáveis MJS e SMFA são os que mais impedem a eficiência nos demais municípios. O alcance da eficiência pelos 10 ineficientes implica na redução dos CV e aumento da produtividade projetada (TAB. 1). Tal ação geraria uma redução de 23,59% do custo kg/ha e uma produtividade de 3.771 kg/ha, equivalente aos eficientes.

Tabela 2 - A Eficiência técnica dos municípios produtores de milho 2021

VRSTE - Retorno Variável à Escala			Ef. Projetada		Ajustes nos insumos (R$)			
Municípios	P. kg/ha	Sc. Efic.	Prod.	%	MJS	SMFA	MDE	RF
Assis - SP	4.500	0.699	6.436	43,02	73.06	0,000	455.	89.67
F. Beltrão - PR	6.600	0.932	7.083	7,32	0,00	880.45	284.	167.32
A. Chat. -PR	6.000	0.848	7.079	17,99	0,00	394.37	56.9	290.74
Ubiratã - PR	5.400	0.750	7.200	33,33	282.98	252.83	5.90	194.65
C. Mourão - PR	6.500	0.903	7.200	10,77	42.80	750.39	61.1	302.20
Londrina - PR	5.700	0.792	7.200	26,32	98.79	564.27	831.	179.35
Rio Verde - GO	6000	0.873	6.871	14,53	17.58	334.89	0,00	51.77
Balsas - MA	4250	0.773	5.500	29,43	0,00	0,000	253.	39.48
Unaí - MG	6000	0.909	6.598	9,98	0,00	0,000	334.	25.58
C. Verde - MT	6000	0.907	6.617	10,30	0,00	17.853	160.	9.15
CN Parecis-MT	6000	0.913	6.568	9,48	0,00	0,000	529.	5.18
P. do Leste- MT	6000	0.960	6.246	4,12	0,00	0,000	119.	6.45
Dourados- MS	5400	0.966	5.591	3,54	271.79	0,000	412.	23.84

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

Dos 19 municípios, seis (31%) obtiveram eficiência máxima (*score* de eficiência 1,000). São eles: Pedro Afonso/TO, Vilhena/RO, Cristalina/GO, Caldas/MG, Sorriso/MT e Chapadão do Sul/MS (excluídos da TAB. 2). Os municípios ineficientes do Paraná, Rio Verde/GO e Assis/SP são os que requerem ajustes nos quatro grupos de insumos para alcançar a eficiência. Os demais ineficientes requerem ajustes em pelo menos um dos seus insumos. Os insumos MJS, SMFA e MDE são os que mais delimitam a ineficiência.

O alcance da eficiência produtiva pelos treze municípios ineficientes implica em ajustar os custos dos insumos, mediante aumento da produção

(TAB. 2). Tal ação geraria uma redução de 29,20% do custo por kg/ha, correspondente a 11.845 kg/ha, duas safras de um município eficiente.

Tabela 3 - A Eficiência técnica dos municípios produtores de algodão em plumas e dos municípios produtores de algodão herbáceo

VRSTE - Retorno Variável à Escala			Ef. Projetada		Folga nos insumos (R$)			
Municípios	P kg/ha	Sc. Ef.	Prod.	%	MSJ	SMFA	MDE	RF
Barreiras-BA	1.620	0.331	4.900	202,47	896	5.651	451	64
Chap. do Sul- MS	1.800	0.444	4.057	125,39	591	5.392	1.35	0
C. Verde - MT	1.500	0.492	3.048	103,20	289	749	75	0
Campo N Par.- MT	1.845	1.000	1.845		0,00	0,00	0,00	0,00
Rondonóp. - MT	1.600	0.340	4.710	194,38	1.402	3.948	0	362
Sorriso - MT -	1.500	0.430	3.488	132,53	1.027	3.010	109	0
Cristalina-GO	1890	0.608	3.109	64,50	716	88	46	0

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

Os níveis de eficiência dos produtores do algodão em plumas (TAB. 3) oscilam entre 30 a 60% da eficiência máxima (*score* de eficiência 1,000) praticada pelos produtores de algodão herbáceo (Coromandel, Unaí, Presidente Olegário, Paracatu e São Romão, todos de MG, excluídos da TAB. 3). Para alcançar a eficiência destes cinco municípios produtores de algodão herbáceo, os produtores do algodão em plumas precisam aumentar os níveis de produtividade entre 65 a 200%, e eliminar as folgas existentes em todos os insumos, principalmente em SMFA (TAB. 3). Tal ação geraria uma redução de 39% do custo por kg/ha (TAB. 3), o que corresponderia a 13.402 kg/ha, três safras de um município eficiente na produção de algodão herbáceo.

Tabela 4 - A Eficiência técnica dos municípios produtores de amendoim de SP

VRSTE - Retorno Variável à Escala			Ef. Projetada		Folga nos insumos R$			
Municípios	P kg/ha	Sc. Ef..	Prod.	%	MJS	SMFA	MDE	RF
Jaboticabal	3.580	0.630	5.680	58,66	22	49,00	364,	36,00
Tupã	4.450	0.831	5.358	20,40	0	0,00	214,	2.5
Lins	3.910	0.803	4.870	24,55	0	210.53	0	0,00
SJ Rio Preto	3.060	0.812	3.767	23,10	24.8	0	0	0
Assis	4.030	0.908	4.438	10,12	0	0	49.5	0
Barretos	3.740	0.718	5.209	39,28	21.8	84.93	0	36.18
Araçatuba	3.500	0.771	4.538	29,66	19	76	0	0
R. Preto	3.360	0.713	4.713	40,27	0	0	0	0
P. Venceslau	2.790	0.994	2.807	0,61	151.	0	0	22.66
G. Salgado	3.710	0.905	4.101	10,54	0	337.05	0	0
Araraquara	3.270	0.787	4.153	27,00	102,	394,15	0	0
Jaú	3.600	0.755	4.767	32,42	127.	0	0	2.60
Bauru	3.660	0.782	4.692	28,20	121,	0	0	2,8
Andradina	4.190	0.954	4.393	4,84	39.3	0	0	0,66
Limeira	5.000	0.880	5.680	13,60	4.00	259.00	10,	6
Orlândia	3.670	0.722	5.086	38,58	0	127.93	0	4.17
Fernandópolis	1.820	0.879	2.069	13,68	0	465.76	0	0

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

São 10 de 27 municípios (37%) que obtiveram eficiência máxima, *score* de eficiência 1,000. São eles: Marília, P. Prudente, Catanduva, Dracena, Votuporanga, Ourinhos, Franca, Avaré, SJ Boa Vista e Piracicaba (excluídos da TAB. 4). O alcance da eficiência produtiva pelos 17 ineficientes (TAB. 4) implica na redução dos insumos SMFA e MDE, e no aumento da produtividade, o que geraria uma redução média de 22% do custo por kg/ha, um acréscimo de 881 kg/ha de produção.

Tabela 5 - A Eficiência técnica dos 10 municípios maiores produtores de dendê do PA

VRSTE - Retorno Variável à Escala			Ef. Projetada		Folga nos insumos (R$)			
Municípios	P (CFF kg/ha)	Sc. Ef.	Prod.	%	MJS	SMFA	MDE	RF
Moju	15.000	0.834	17.986	20	0	643	122	0
Concórdia Pará	29.250	0.861	33.972	16	0	612	340	0

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

Na produção do dendê, oito municípios são eficientes, *score* de eficiência 1,000: (Bonito, Acará, Tomé-Açu, Tailândia, Igarapé-Açu, Santo Antonio do Tauá, Abaetetuba e São Domingos do Capim, excluídos da TAB.5) e dois requerem ajustes em seus insumos para chegar à eficiência (TAB. 5). Os municípios precisam aumentar em 20% sua produtividade (Moju) e em 16% (Concórdia do Pará), e reduzir de 11% nos insumos SMFA e de 8% nos insumos MDE (Moju), e de 6% nos insumos SMFA e de 14% nos insumos MDE (Concórdia do Pará). Tais ações gerariam uma redução média de 18% do custo por kg/ha de CFF (cachos de frutos frescos), um acréscimo de 3.854 kg/ha de produção.

Tabela 6 - A Eficiência técnica nos dez maiores produtores de girassol

VRSTE - Retorno Variável à Escala			Ef. Projetada		Folga nos insumos (R$)			
Municípios	P (kg/ha)	Sc. Ef.	Prod.	%	MJS	SMFA	MDE	RF
SL Gonzaga- RS	1.560	0.914	1706	9,5	406.772	0	0	0
Araguari (MG)	1500	0.921	1700	13,3	442.019	0	0	0
C. Novas (GO)	1500	1.000	1688	12,5	0	225	0	0

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

Dos dez municípios, sete de três Estados distintos são totalmente eficientes, *score* de eficiência 1,000: (Campo Novo do Parecis/MT, Araxá/MG, São Miguel das Missões/RS, Nova Maringá/MT, Santa Bárbara d'Oeste/SP, Campo Alegre de Goiás/GO e Brasília/DF, excluídos da TAB. 6), e três de Estados distintos requerem ajustes em seus insumos para chegar à eficiência. Estes ineficientes precisam aumentar em 9,5% (São Luiz Gonzaga/RS), em 13,3% (Araguari/MG) e em 12,5% (Caldas Novas/GO) suas produtividades, e reduzir de 41% e 49% nos insumos MJS nos municípios de São Luiz Gonzaga/RS e Araguari/MG respectivamente, e de 14% dos insumos com SMFA em Caldas Novas/GO. Tais ações gerariam uma redução média de 19,78% do custo por kg/ha, um acréscimo de 178 kg/ha de produção, em média, em cada município ineficiente.

Tabela 7 - A Eficiência técnica dos 10 municípios maiores produtores de canola do RS

VRSTE - Retorno Variável à Escala			Ef. Projetada		Folga nos insumos (R$)			
Municípios	P (kg/ha)	Sc. Ef.	Prod.	%	MJS	SMFA	MDE	RF
Erechim	1.660	0.990	1.660	34,51	62	545	0	0
F. Westphalen	1.246	0.872	1676	2,36	21	970	0	0
Santa Rosa	1.324	0.858	1542	16,47	67	0	0	18

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

Dos dez municípios, sete são eficientes, *score* de eficiência 1,000: (São Luiz Gonzaga, Bagé, Caxias do Sul, Ijuí, Passo Fundo, Santa Maria e Soledade, excluídos da TAB. 7), e três (Erechim, Frederico Westphalen, e Santa Rosa) ineficientes. Em se tratando do volume produzido para alcançar a eficiência, os municípios precisam aumentar em 34,51%, 2,36% e 16,47% respectivamente suas produtividades, e reduzir de 7.6% nos insumos MJS e 16,7% nos insumos SMFA (Erechim), de 2,7% nos insumos MJS e de 32,4% nos insumos SMFA (F. Westphalen), e de 7,5% nos insumos MJS e de 16,7% nos insumos RF (Santa Rosa) (TAB. 7). Tais ações gerariam uma redução média de 23,16% do custo por kg/ha, um acréscimo de 216 kg/ha de produção.

4.1.1 O Panorama da análise de eficiência das MPV do biodiesel no Brasil

Tabela 8 – Resultado das estimações pela análise de eficiência

MPV	Total de Municípios: 111			Municípios Eficientes: 56			Municípios Ineficientes: 55					
	Prod.	Insumo	Ef.	Pde.	Insumos	Ef.	Pde.	Insumos	Ef.	DEA	CT %	Escala
1	3270	3809	0,8	3238	3539	0,9	3312	4155	0,8	1,0	16	11
2	5761	3581	1,6	5850	3183	1,9	5719	3764	1,5	2,1	18	15
3	2766	7938	0,3	4289	3212	1,3	1679	1131	0,1	0,6	41	135
4	25780	21955	1,2	26693	22135	1,4	22125	21236	1,1	1,3	4	17
5	1822	3794	0,5	1951	3968	0,5	1520	3385	0,5	0,5	11	12
6	1530	4518	0,3	1582	4490	0,3	1410	4585	0,3	0,4	12	15
7	3624	4141	0,9	3653	6498	0,6	3608	6942	0,5	0,6	4	24

Fonte: Dados da pesquisa, 2022.

1: soja; 2: milho; 3: algodão; 4: dendê; 5: girassol; 6: canola; 7 amendoim.

Dos 111 municípios analisados, 55 (49% da amostra) encontram-se ineficientes com necessidade de ajustes em pelo menos um dos quatro grupos de insumos. São 43% dos municípios produtores da soja (10/23), 68% dos municípios produtores de milho (13/19), 58% dos municípios produtores de algodão (7/12), 20% dos municípios produtores do dendê (2/10), 30% dos municípios produtores de girassol, 30% dos municípios produtores de canola (3/10), e 63% dos produtores de amendoim (17/10).

Dos quatro grupos de insumos, SMFA são os que requerem os maiores ajustes na busca da eficiência. Sua média de impacto na ineficiência alcança 58% do total dos custos, saindo de 21% no caso do girassol e 26% no caso da soja até 90% no caso da produção da canola. Os municípios ineficientes precisam ajustar em média 15% dos seus insumos para alcançar a eficiência. Os maiores esforços a serem feitos estão na produção do algodão (41%), do milho (18%) e da soja (16%), e os menores esforços estão no amendoim e no dendê (4%) que também possuem a melhor escalabilidade (24% e 17%), depois do algodão herbáceo (135%) (TAB. 8). Nos municípios eficientes, a maior eficiência é a do milho (1,9) seguida pela do dendê (1,4), nos ineficientes o milho mantém alta eficiência (1,5), o dendê a eficiência (1,1), e a soja tem eficiência relativa: 0,9 entre os eficientes, e 0,8 entre os ineficientes. (TAB. 8).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os 10 municípios ineficientes na produção da soja têm um custo médio unitário de produção majorado em 15%, e os 23 ineficientes na produção do milho tem um custo médio unitário majorado em 23%. No algodão em plumas, no município ineficiente o custo unitário médio do kg/ha é 20% superior ao dos eficientes. Em relação ao algodão herbáceo essa diferença alcança 660%.

Os valores apurados mostram o milho com um custo de produção 50% menor que o da soja. Muito embora, o volume produzido não garanta necessariamente a eficiência técnica, pois, o PR lidera a produção da soja e do milho, mas seus municípios não são os mais eficientes nestas MPV.

A produção exponencial da soja, não a torna necessariamente a melhor escolha para a produção do biodiesel, pois, tem o menor rendimento em óleo em kg/ha t (51%) e o menor balanço energético (1,3:1). Assim também ocorre com o milho e o algodão, porém, prevalecem no mercado de biodiesel devido às suas escalas superiores de produção. Por sua vez, o dendê que gera dois óleos, o de palma e o de palmiste, é o segundo melhor rendimento em kg/ha t (280) e o melhor balanço energético (5,6:1), entretanto, há limitações logísticas para a industrialização do seu óleo.

Em todas as sete MPV dos 55 municípios ineficientes (49% da amostra) há espaços para aumento da eficiência que pode proporcionar uma redução de 4% a 18% no custo final de produção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020. Rio de Janeiro: 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br > Acesso em: 16 mar. 2022.

CNPE. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução n. 16 de 06/09/2021. Brasília: 2021. Disponível em: < https://www.in.gov.br>. Acesso em: 07 abr. 2022.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis: ano 2020. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: < www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 fev. 2022.

FERREIRA, Carlos Maurício de Carvalho; GOMES, Adriano Provezano. Introdução à Análise Envoltória de Dados – Teoria, Modelos e Aplicações. Editora UFV (Universidade Federal de Viçosa). Viçosa, 2009.

LUZ, Cinthia da Silva Carreiro; MAINIER, Fernando Benedicto; MONTEIRO, Luciane Pimentel Costa. Comparação de Oleaginosas para a Produção de Biodiesel. ENGEVISTA, v. 17, n. 2, p. 232-239, 2015. Disponível em: < https://periodicos.uff.br/engevista/index>. Acesso em: 08 jan 2022.

MUÑOZ, R. A. A.; FERNANDES, D. M.; SANTOS, D. Q.; BARBOSA, T. G. G.; SOUSA, R. M. F. *Biodiesel: Production, Characterization, Metallic Corrosion and Analytical Methods for Contaminants.* In: FANG, Z. *Biodiesel - Feedstocks, Production and Applications. InTech*, p. 129-176, 2012. Disponível em: < https://www.semanticscholar.org>. Acesso em: 12 jan. 2022

RAMOS L. P.; KOTHE, V.; CÉSAR-OLIVEIRA. M. A. F.; MUNIZ-WYPYCH, A. S.; NAKAGAKI, S.; KRIEGER, N.; WYPYCH, F.; CORDEIRO, C. S. Biodiesel: Matérias-Primas, Tecnologias de Produção e Propriedades Combustíveis. Rev. Virtual Quim., 2017, 9 (1), 317-369. Disponível em: < http://rvq.sbq.org.br/imagebank/pdf/LuizNoPrelo.pdf> Acesso em: 01 fev. 2021.

SCHEEL, H. *Undesirable outputs in efficiency valuations*. *European Journal of Operational Research,* v. 132, p. 400-410, 2001. Disponível em: < https://econpapers.repec.org/article/eeeejores/default158.htm>. Acesso em: 08 set. 2021.

FUSÃO NUCLEAR VIA MÁQUINA TOKAMAK – ENERGIA ELÉTRICA PARA O FUTURO DO DESENVOLVIMENTO HUMANO

Filipe Wiltgen

Universidade de Taubaté

RESUMO

A energia elétrica é um fator importante e fundamental para o desenvolvimento humano. Sua aplicação na vida moderna é sem dúvida a cada novo dia uma descoberta, permitindo aos humanos inclusive realizarem grande parte de suas tarefas na atualidade de forma remota evitando proliferação de doenças e economizando recursos financeiros e de tempo em deslocamentos. As pesquisas em energia via fusão nuclear datam de antes mesmo de 1930. Desde esse tempo, os experimentos vêm evoluindo conforme ocorrem novos desenvolvimentos em engenharia. Devido à enorme quantidade de calor necessário para obter a fusão nuclear na Terra, as máquinas destinadas a esses experimentos necessitam utilizar fortes campos magnéticos para conter os elementos combustíveis no estado físico de plasma por um determinado tempo para que ocorram as reações de fusão nuclear. Não existe material na Terra que possa suportar a temperatura de milhões de graus célsius, por isso utiliza-se campos magnéticos nessas máquinas. O experimento de fusão nuclear mais próximo de se tornar um futuro reator a fusão termonuclear controlada é a máquina chamada de Tokamak, de origem russa. Dentre essas máquinas do tipo Tokamak, o ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor - www.iter.org), um dispositivo que vem sendo construído na França é o melhor candidato a um reator a fusão nuclear. Esse é o momento em que um experimento de fusão nuclear passa a ser um reator de fusão nuclear, no qual passa a produzir mais energia do que consome para obter as reações de fusão nucleares. O calor produzido pela reação nuclear dentro de um Tokamak é extraído por sofisticados trocadores de calor, que além de transportarem de forma muito eficiente o calor produzido, também permitem obter parte do

combustível necessário para as reações nucleares. Esse calor é transportado para turbinas a vapor que de forma tradicional geram eletricidade que é disponibilizada na rede elétrica. Após a construção e testes do Tokamak ITER, serão construídos reatores a fusão nuclear chamados de DEMO (Dispositivos Demonstrativos de Fusão Nuclear) os quais vão permitir o desenvolvimento e o aperfeiçoamento dos materiais e da engenharia de fusão nuclear para finalmente serem comercializados na forma de reatores. Os reatores a fusão nucleares que serão comercializados são chamados de Planta ou Usina de Fusão (FPP – Fusion Power Plant), estima-se que o primeiro reator comercial possa estar em funcionamento ainda neste século e que isso seja uma oportunidade ímpar para o futuro do desenvolvimento humano.

Palavras-chave: Energia Nuclear; Fusão Nuclear; Fusão Termonuclear Controlada; Tokamak; Energia Elétrica.

ABSTRACT

Electric energy is an important and fundamental factor for human development. Its application in modern life is undoubtedly a discovery with each new day, allowing humans to even perform most of their tasks remotely, avoiding proliferation of diseases and saving financial resources and time in displacements. Research in energy via nuclear fusion dates back to even before 1930. Since then, experiments have evolved as new developments in engineering occur. Due to enormous amount of heat required to obtain nuclear fusion on Earth, machines intended for these experiments need to use strong magnetic fields to contain fuel elements in the physical state of plasma for a certain time for nuclear fusion reactions to occur. There is no material on Earth that can withstand temperature of millions of degrees Celsius, so magnetic fields are used in these machines. The closest nuclear fusion experiment to becoming a future controlled thermonuclear fusion reactor is the machine called the Tokamak, of Russian origin. Among these type Tokamak machines, the ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor - www.iter.org), a device being built in France, is best candidate for a nuclear fusion reactor. This is moment when a nuclear fusion experiment becomes a nuclear fusion reactor,

in which it starts to produce more energy than it consumes to obtain nuclear fusion reactions. The heat produced by the nuclear reaction inside a Tokamak is extracted by sophisticated heat exchangers, which, in addition to transporting heat produced very efficiently, also make it possible to obtain part of fuel needed for nuclear reactions. This heat is transported to steam turbines that traditionally generate electricity that is made available on electrical grid. After the construction and testing of the Tokamak ITER, nuclear fusion reactors called DEMO (Demonstration Nuclear Fusion Devices) will be built, which will allow development and improvement of nuclear fusion materials and engineering to finally be commercialized in form of reactors. The nuclear fusion reactors that will be commercialized are called Fusion Power Plant (FPP), it is estimated that the first commercial reactor could be in operation in this century and that this will be a unique opportunity for the future of human development.
Keywords: Nuclear energy; Nuclear fusion; Controlled Thermonuclear Fusion; Tokamak; Electricity.

1. INTRODUÇÃO

Qual será o futuro da humanidade? Essa talvez seja uma pergunta difícil de ser respondida, visto as características autodestrutivas dos seres humanos. Entretanto, mesmo a espécie sendo capaz de realizar os pesadelos mais assombrosos e inimagináveis ao longo de todo este tempo de existência, os humanos também são capazes de sonhar e construir coisas absolutamente incríveis. Desta forma, sem nenhuma dúvida faz parte da tarefa de um cientista pesquisador olhar sempre para o horizonte, e vislumbrar a luz do futuro.

Pensando desta forma, diversos pesquisadores no mundo todo dedicaram suas preciosas vidas na tentativa de entender o íntimo do universo e descobrir como a natureza criou a forma mais eficiente de gerar energia. Segundo a termodinâmica, pensando em um grande sistema fechado, o Cosmos, a energia transita de uma forma em outra sempre se transformando desde o início da criação do Cosmos no *Big Bang*. Foi a partir desse exato momento que a natureza possibilitou o surgimento das estrelas.

A sabedoria implícita do Cosmos, aqui cabe lembra a origem desta palavra grega, *Kósmos* cujo significado pode ser beleza, ordem, organização ou harmonia, o que deixa explicita sua sabedoria. Desta forma, a construção do Cosmos conta com diversos reatores a fusão nucleares naturais, as estrelas, e estes estão espalhados aos milhares dentro de uma galáxia, e em milhares de diversas galáxias espalhadas pelo universo todo.

Um fato que sempre chamou muito a atenção de todo e qualquer cientista pesquisador é a curiosidade sobre os mecanismos da natureza, nesse caso particular uma intrincada forma de produzir energia muito eficiente e em quantidade extraordinária chamada de fusão nuclear. Diferentemente das outras formas de transformar energia, a energia nuclear faz uso da energia dos átomos para transformar parte de sua massa em energia de forma muito eficiente. A natureza dotou as estrelas do universo com este mecanismo para produzir uma enorme quantidade de energia em todo o Cosmos (McCRACKEN and STOTT, 2012; EL-GUEBALY, 2009; CHEN, 1974).

Se este foi o processo escolhido pela natureza, deve existir um motivo muito óbvio para isso. É obvio também, que as condições físicas de uma estrela, naturalmente permitem que as reações de fusão nuclear ocorram mais facilmente do que em um planeta como a Terra. A força gravitacional presente em uma estrela permite que ocorram reações de fusão nucleares espontâneas, algo muito diferente da luta dos pesquisadores em aparatos científicos das mais diversas formas construtivas e conceitos físicos diversos explorados e capitaneados aqui na Terra (LABERG, 2017; SCHOOFS and TODD, 2022).

O planeta Terra é um lugar especial, tão especial que é um dos poucos no universo, dado o que se conhece hoje, que possui os estados físicos da matéria mais raros presentes no Cosmos. Aqui na Terra o estado físico quase sempre está na forma sólida, líquida ou gasosa, muito diferente dos ~99,99% dos outros estados físicos da natureza no universo (WILTGEN, 2022A).

Isso faz com que construir um futuro reator a fusão nuclear seja uma tarefa muito difícil e de muito longo prazo, envolvendo muitas gerações de cientistas pesquisadores durante cerca de 150 anos, supondo é claro que isso se realize em ~2050, como é esperado (WILTGEN, 2022B; WILTGEN, 2022C).

O principal obstáculo para obter a fusão nuclear na Terra ocorre devido a energia térmica de agitação das partículas necessária para romper a força eletrostática da barreira de Coulomb. Para que isso possa ser alcançado na Terra é necessário obter um conjunto de parâmetros (Critério de Lawson) que permitam que as condições sejam propícias, de forma similar ao que ocorre em uma estrela, mantidas e guardadas suas devidas proporções (LAWSON, 1957). Cabendo lembrar que na Terra este processo não é natural, e assim sendo, nunca poderá ser igual ao de uma estrela. Por tudo que se conhece, não há uma forma física de se reproduzir uma estrela a não ser em uma estrela natural (WILTGEN, 2021; ELIEZER and ELIEZER, 1989; BOYLE, 1968).

Este artigo tem como finalidade explicar de forma simples e objetiva o caminho para a fusão termonuclear controlada na Terra a ser obtida por uma máquina do tipo Tokamak. Apresentando um dispositivo em desenvolvimento a muitas gerações de cientistas pesquisadores o qual agora é uma real opção duradoura para o fornecimento de energia elétrica em quantidade suficientemente necessária para suprir as necessidades de desenvolvimento para o futuro da espécie humana na tentativa de garantir um ambiente propício para o conforto digno as seres humanos no planeta, e permitir também, pensar na realização de muitas outras novas ideias e inovações inerentes a sabedoria científica humana.

2. FUTURO DA ENERGIA PARA A HUMANIDADE

É fato que não se produz a quantidade suficiente de energia demanda no mundo. Também é conhecido o enorme déficit elétrico pertinente a baixa qualidade de vida em muitos países por muitas nações em diferentes continentes (WILTGEN, 2022D).

O índice mais crítico e vergonhoso decorrente deste fato, ou seja, da humanidade não ser suficientemente eficiente em produzir energia, principalmente energia elétrica pode ser mais claramente visto na Figura 1, no qual fica clara a dependência do Produto Interno Bruto (PIB) de cada país com a sua forma de gerar capital e riquezas econômicas as quais estão intimamente ligadas a transformação de energia em produtos, o que todos conhecem. O

que nem todos conhecem é o outro eixo desta figura relacionado a Taxa de Mortalidade Infantil (TMI). Note que quanto menor for a capacidade de uma nação de produzir bens, será inversamente proporcional a taxa de mortalidade infantil abaixo de 5 anos de idade (SMITH *et al*., 2013; WILTGEN, 2022D).

Veja que na Figura 1 o pior índice é o da África Central com ~12,5% de TMI e PIB próximo de zero, o que representa ~50 vezes mais que a taxa de mortalidade infantil presente na Islândia (TMI próximo de zero e PIB ~50.000 dólares). O desequilíbrio vivido em grande parte do terceiro mundo é algo muito inerente a falta de recursos financeiros advindos da produção de bens os quais quase sempre demandam muita energia elétrica, que precisam de valores acessíveis e em quantidade significativa. A fartura de energia então impacta na produção, que impacta no PIB, o qual por sua vez impacta diretamente na Taxa de Mortalidade Infantil (WILTGEN, 2022C; TRYGGESTAD, 2019).

Fica claro que a forma de reduzir a mortalidade infantil no mundo percorre caminhos paralelos a de conseguir produzir mais energia elétrica no mundo. Na visão da engenharia moderna de energia isso necessita de uma quebra de paradigma capaz de romper com nossa estagnação energética. Sob o ponto de vista científico a atual forma de fazer isso é seguir com a tentativa de obter fusão nuclear utilizando as máquinas Tokamak (WILTGEN, 1998; WILTGEN, 2018; ARTISIMOVICH, 1972; HAMACHER and BRADSHAW, 2001; SCHOOFS and TODD, 2022; MISHRA and ANITHA, 2020).

Mesmo que a energia elétrica seja devidamente distribuída de forma a ser um fator de impacto na sociedade mundial, ainda assim, a quantidade produzida é insignificante quando comparada a necessidade atual, e não há parâmetros fidedignos para sequer estimar a diferença produzida da demandada para um futuro próximo como em 2100.

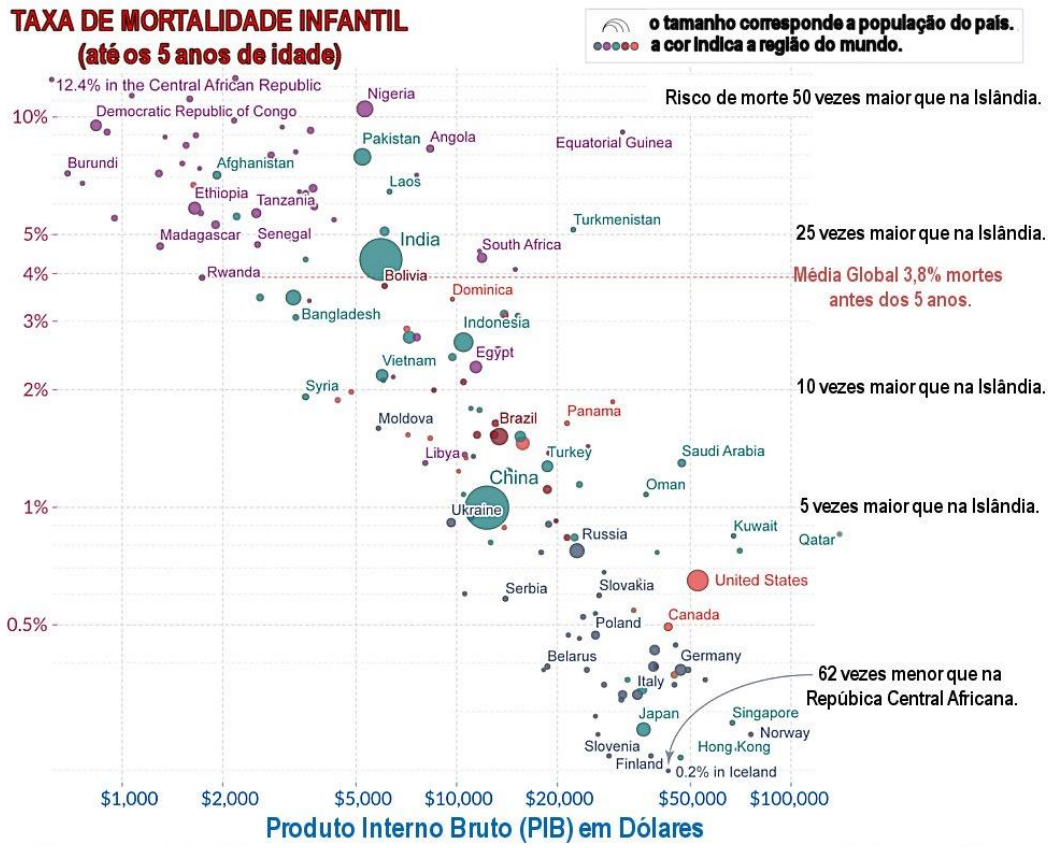


Figura 1 – Taxa de Mortalidade Infantil (TMI) pelo Produto Interno Bruto (PIB) em 2020.
Fonte: Adaptado da World in Data (2020).

Na Figura 2 supondo que a população mundial chegue a ~14 bilhões de pessoas próximo de 2100, a quantidade de energia faltante poderá ser de ~25TW (cor roxa em três tons diferentes – alto, médio e baixo), o que é cerca de ~9TW a mais de energia do que a de hoje (~16TW). Observe que isso apenas considerando a média de ~3kW/h por pessoa (McLEAN, 2002). Parece que a única forma de encontrar um suprimento de energia desse montante é recorrendo a máquinas das pesquisas em fusão nuclear.

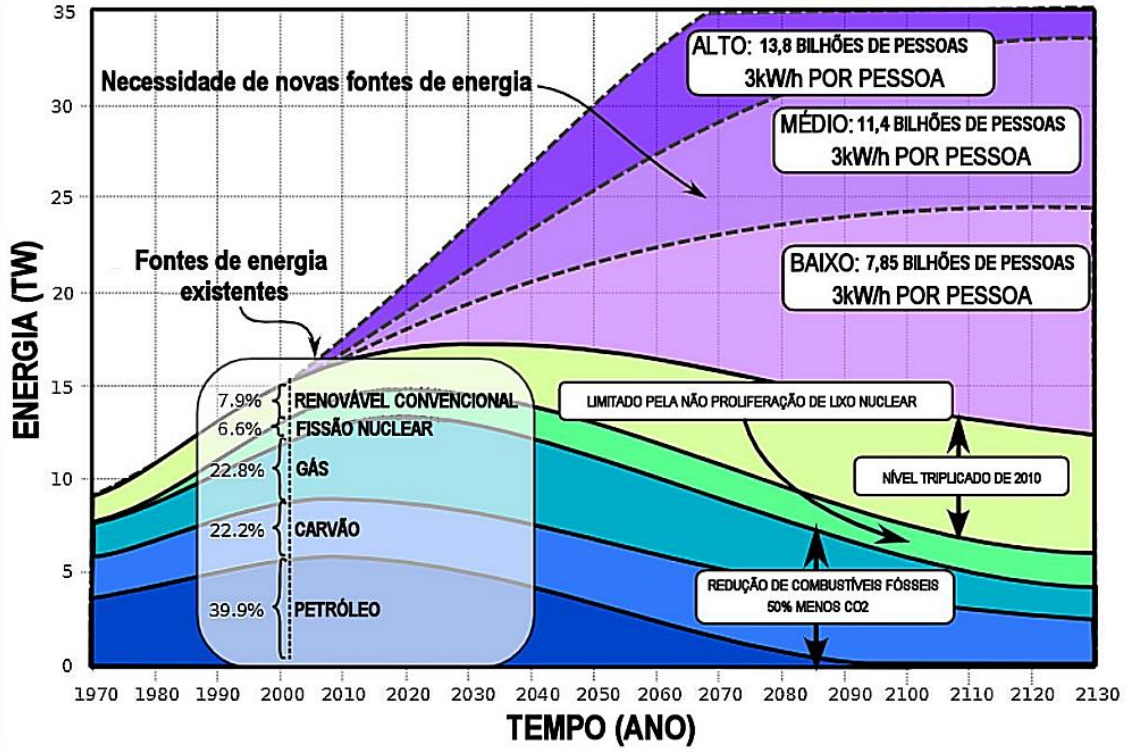


Figura 2 -Necessidade estimada de energia elétrica para o futuro (2130).
Fonte: Adaptado de McLean(2002).

Na Figura 2 observe que no ano de ~2130, as reservas de suprimento de energia vão ser menores que os de agora (~16TW) devido ao fim do Petróleo (cor azul escuro - próximo de 2100) com ~12TW de energia disponível (diferença de ~4TW a menos). Ou seja, a situação energética do futuro próximo se mostra grave o suficiente para que algo seja realizado de forma contundente antes que o tempo de agir se esvaia, tornando a vida dos seres humanos do futuro uma disputa muito acirrada por recursos energéticos, talvez ainda mais agressivos do que se tem hoje.

3. FUSÃO NUCLEAR PARA A HUMANIDADE

De fato, toda e qualquer pesquisa científica na área energética tem como finalidade alcançar a demanda de energia solicitada pela humanidade. Entretanto, a humanidade tem se mostrado uma voraz consumidora de energia, principalmente a energia elétrica.

Como a energia elétrica, assim como as demais formas de energia, necessitam de um mecanismo de transformação, quer seja, cinética ou potencial (Hidroelétrica ou Eólica ou Marés), quer seja, química ou térmica (Biomassa ou Combustíveis Fósseis), quer seja, pela radiação da luz ou nuclear (Fotovoltaica ou Fissão ou Fusão), é o transito desta energia que deve ser o fator de maior atenção. Isso porque é na transformação da energia (termodinâmica) é que se perde ou se ganha eficiência.

Dispor de um processo de geração de energia eficiente termodinamicamente é um passo importante para que a energia possa ser bem aproveitada. Um processo no qual a fonte primária de energia seja muito eficiente é um bom parâmetro, como no caso nuclear. A energia nuclear precisa do Ciclo de Rankine (condução de calor por vapor) para que sua energia possa ser transformada em calor em trânsito através da forma tradicional de produção de energia elétrica via turbinas a vapor conectadas a geradores elétricos tradicionais. Desta forma, fica claro que as fontes nucleares (Fissão e Fusão) na verdade tem a função de aquecer de forma muito eficiente um líquido (água) com a finalidade de utilizar o estado físico de vapor para o transporte de calor para produzir eletricidade (WILTGEN, 2022C).

Dentre as máquinas mais eficientes capazes de realizar esta tarefa, são os experimentos a fusão nuclear, chamados de fusão termonuclear controlada por confinamento magnético do plasma, as que mais se destacam. Dentro destas, é uma máquina de origem russa a que parece ser a mais promissora, conhecida como Tokamak (WILTGEN, 1998; COSTLEY, 2019; GALAMBOS *et al*., 1995; HAMACHER and BRADSHAW, 2001; McLEAN, 2002; SCHOOFS and TODD, 2022).

Um Tokamak é um dispositivo que utiliza uma câmara de vácuo em forma de toroide capaz de manter o estado físico de plasma a fim de obter a fusão nuclear via intensos campos magnéticos responsáveis pelo confinamento e produção do plasma em seu interior a uma temperatura de ~100 milhões de graus célsius (ARTISIMOVICH, 1972; WILTGEN, 1998; WILTGEN, 2022C).

Na Figura 3 é possível ver um esquema básico de dois modelos de Tokamak (câmara de vácuo (cor cinza), coluna de plasma (cor roxa) e bobinas

magnéticas (cores vermelha e azul)), o convencional cuja secção da coluna de plasma é circular e o esférico no qual a secção da coluna de plasma é na forma de um "*D*" o qual indica ser a melhor forma geométrica para obtenção da fusão nuclear (SCHOOFS and TODD, 2022; WILTGEN, 2022C).

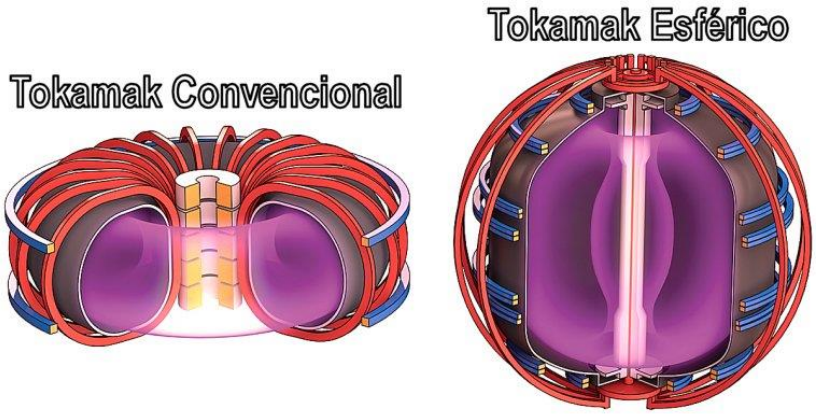


Figura 3 – Tipos de Tokamaks (Convencional e Esférico).
Fonte: Adaptado de Laberg (2017).

Um Tokamak para operar com um futuro reator a fusão nuclear vai precisar utilizar um conjunto de outros dispositivos auxiliares capazes de inserir o combustível nuclear no interior da máquina, assim como, extrair os resíduos e manter o vácuo, além dos campos magnéticos, toda a parte de trocadores de calor e turbinas a vapor conectadas aos geradores elétricos. Na Figura 4 é possível ver um esquema básico de um Tokamak operando como um futuro reator a fusão nuclear e todos os sistemas necessários para seu funcionamento e sustentação operacional.

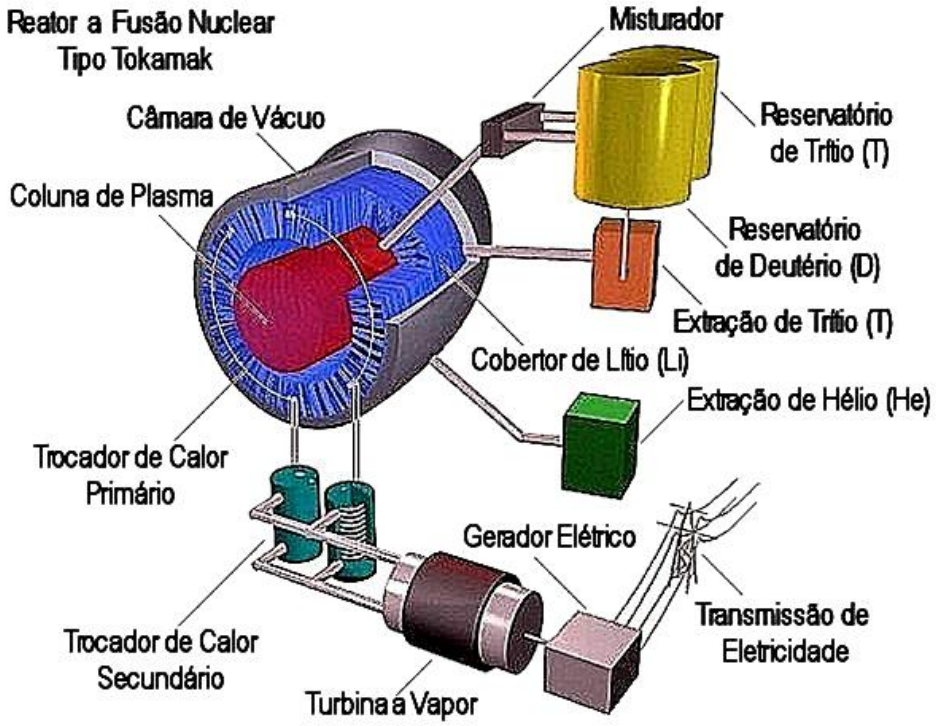


Figura 4 – Funcionamento de um reator a fusão nuclear do tipo Tokamak.
Fonte: Wiltgen (1998).

4. PERSPECTIVAS FUTURAS

O futuro da humanidade se mistura com o futuro da energia. A espécie humana depende da fartura da energia para se desenvolver, isso é atualmente um limitante para o desenvolvimento e a qualidade de vida.

As pesquisas científicas mostram que a única forma atual de suprir a escassez de energia para as próximas gerações depende do sucesso da máquina Tokamak como o primeiro reator a fusão nuclear do mundo. Seu desenvolvimento e sua comercialização deverá garantir um suprimento ilimitado de energia, algo que a espécie humana almeja a muito tempo.

Espera-se que a maior fartura de energia além de ajudar no desenvolvimento tecnológico humano possa de certa forma garantir uma condição melhor de convívio pacífico entre as nações e seus povos. Permitindo uma verdadeira e significativa mudança no desenvolvimento humano, e na forma de conduzir a humanidade ao futuro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARTISIMOVICH, L.A., Tokamak Devices. Nuclear Fusion. v.12, pp.215-252, 1972.

BOYLE, F.I., Plasmas en el Laboratorio y en el Cosmos. Reverté Mexicana, 1968. 175p.

CHEN, F.F., Plasma Physics and Controlled Fusion. Plenum, 1974. 440p.

COSTLEY, A.E., Towards a Compact Spherical Tokamak Fusion Pilot Plant. Philos. Trans. R. Soc. A. v.377(2141), pp.20170439, 2019.

EL-GUEBALY, L.A., History and Evolution of Fusion Power Plant Studies: Past, Present, and Future Prospects. Nuclear Reactors, Nuclear Fusion and Fusion Engineering, NOVA Science Publishers. pp.217-271, 2009.

ELIEZER, Y., ELIEZER, S., The Fourth State of Matter - An Introduction to the Physics of Plasma. Bristol and Philadelphia, Adam Hilger, 1989. 226p.

GALAMBOS, J.D., PERKINS, L.J., HANEY, S.W., MANDREKAS, J., Commercial Tokamak Reactor Potential with Advanced Tokamak Operation. Nuclear Fusion. v.35(5), pp.551-573, 1995.

HAMACHER, T, BRADSHAW, A.M., Fusion as a Future Power Source: Recent Achievements and Prospectus. 18th Congress World Energy Council, Buenos Aires, 21-25 October, pp.1-19, 2001.

LABERG, M., Alternative Approaches in Fusion. Presentation General Fusion, Fusion Forum in Edmonton Alberta. November 4, pp.1-20, 2017.

LAWSON, J.D., Some Criteria for a Power Producing Thermonuclear Machine. Proceedings of the Physical Society. B70, v.6, pp.6-10, 1957.

McCRACKEN, G., STOTT, P., Fusion: The Energy of the Universe. Academic Press. 2012. 248p.

McLEAN, A., The ITER Fusion Reactorand its Role in Developmentof a Fusion Power Plant. Canadian Nuclear Society Bulletin. v.23(02), pp.13-18, 2002.

MISHRA, A.K., ANITHA, G., Nuclear Fusion Reactor – A Review Study. International Journal of Trend in Scientific Research and Development (IJTSRD), v.4(03), pp.2456-6470, 2020.

SCHOOFS, F., TODD, T.N., Magnetic Field and Power Consumption Constraints for Compact Spherical Tokamak Power Plants. Fusion Engineering and Design. v.176, pp.113022 (1-11), 2022.

SMITH, K.R., FRUMKIN, H., BALAKRISHNAN, K., BUTLER, C.D., CHAFE, Z.A., FAIRLIE, I., KINNEY, P., KJELLSTROM, T., MAUZERALL, D.L., MCKONE, T.E., MCMICHAEL, A.J., SCHNEIDER, M., Energy and Human Health. Annu. Rev. Public Health. v.34, pp.159-88, 2013.

TRYGGESTAD, C., Global Energy Perspective 2019: Reference Case. Energy Insights McKinsey. pp.1-31, 2019.

WILTGEN, F., Sistema Elétrico Pulsado com Controle Digital do Tokamak ETE (Experimento Tokamak Esférico). Dissertação de Mestrado, Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA, 1998. 228p.

WILTGEN, F., Sistemas Inteligentes para o Controle de Plasma em Máquinas do Tipo Tokamak – Aplicação de Sistemas de Controle com Inteligência Artificial. Novas Edições Acadêmicas, 2018. 372p.

WILTGEN, F., Energia Elétrica via Fusão Termonuclear Controlada. Revista Militar de Ciência e Tecnologia (RMCT). v.38(03), pp.97-107, 2021.

WILTGEN, F., Estados Físicos da Matéria. Revista Militar de Ciência e Tecnologia (RMCT). Aguardando publicação, 2022A.

WILTGEN, F., Fusão Termonuclear Controlada por Confinamento Magnético do Plasma em Máquinas do Tipo Tokamak. Revista Militar de Ciência e Tecnologia (RMCT). Aguardando publicação, 2022B.

WILTGEN, F., Futuro Reator a Fusão Nuclear do Tipo Tokamak – Máquina de Engenharia Desafiadora. XI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica– (CONEM). Teresina, 07-11 agosto. pp.1-10. Aguardando publicação, 2022C.

WILTGEN, F., The Pragmatic Dichotomy of Energy in the World. Revista de Humanidades, Tecnologia e Cultura (REHUTEC). Aguardando publicação, pp.1-18, 2022D.

A GUERRA RÚSSIA VERSUS UCRÂNIA E A PERSPECTIVA DE REDUÇÃO DA DEPENDÊNCIA EUROPEIA DIANTE DO GÁS NATURAL E DO PETRÓLEO RUSSOS: UMA AVALIAÇÃO FOCADA NA POSSIBILIDADE DE FOMENTO À TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Felipe Júnio Sabino Sousa[1]; André Felipe Simões[1]; Thalles Moreira de Oliveira[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

No campo da geopolítica da energia, o atual conflito russo-ucraniano, contribuiu ainda mais para acelerar o já existente processo de diversificação da produção energética da Europa, que tem uma considerável dependência energética da Rússia. Verificou-se que com o aumento da pressão, principalmente por parte da OTAN, por uma posição da União Europeia contra a Rússia, mesmo diante da quase que visceral dependência europeia por petróleo e gás natural russos, há todo um contexto de ordem geopolítica que a faz rumar em busca de alternativas, idealmente em curto ou médio prazo, para suprimento de sua demanda energética, o que pode acelerar o fomento à transição energética.

Palavras-chave: Guerra na Ucrânia; Transição Energética; Geopolítica da Energia; União Europeia; Rússia.

ABSTRACT

In the field of energy geopolitics, the current Russian-Ukrainian conflict has further contributed to accelerating the already existing process of diversifying energy production in Europe, which has considerable energy dependence on Russia. It was found that with the increase in pressure, mainly on the part of NATO, for a position of the European Union against Russia, even in the face of the almost visceral European dependence on Russian oil and natural gas, there is a whole context of geopolitical order that the it sets off in search of alternatives,

ideally in the short or medium term, to supply its energy demand, which can accelerate the promotion of the energy transition.

Keywords: War in Ukraine; Energy Transition; Geopolitics of Energy; European Union; Russia.

1. INTRODUÇÃO

A deflagração do recente conflito bélico entre Rússia e Ucrânia, em 22 de fevereiro de 2022, explicitou, definitivamente, os multifacetados e complexos conflitos de interesses entre a União Europeia (UE) (e, em boa medida, a Europa como um todo) e a Rússia. Na EU, o processo de tornar a produção energética mais heterogênea tem sido intensificado pela ausência relativa de grandes reservas de combustíveis fósseis para produção de energia, em especial nos casos do petróleo e do gás natural. A estratégia europeia, em geral, tem se baseado na redução dos impactos frente às mudanças climáticas e no aumento da oferta e do consumo de energia renováveis. Pouco a pouco, o conflito russo-ucraniano evidenciou que se trata, em verdade, de uma guerra que tomou grandes proporções e com a participação explícita ou aparentemente implícita de outros relevantes atores líderes da geopolítica internacional, fundamentalmente, no caso, os países membros da Organização do Tratado do Atlântico Norte (OTAN[1]).

A União Europeia já se posicionou a favor de uma independência energética diante da Rússia; no entanto, essa realidade não está tão próxima. A julgar pelos resultados da COP 26 (16ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Climática, é o órgão deliberativo máximo da UNFCCC - *United Nations Framework Convention on Climate Change*), a posição da União Europeia continua sendo amplamente favorável à implementação de produções de energias renováveis. Porém, a realidade sócio-política e econômica denota amplas dificuldades que, nalgum momento futuro

[1] A Organização do Tratado do Atlântico Norte (OTAN), frequentemente referida pela sigla em inglês NATO (de *North Atlantic Treaty Organization*) é uma aliança política e militar intergovernamental baseada no Tratado do Atlântico Norte. Esta constitui um sistema de defesa coletiva entre seus Estados-membros em relação a qualquer ameaça de outros atores (OTAN, 2022).

(em curto ou médio prazo, ao menos), induz a que a matriz energética europeia seja mais centrada nas energias renováveis do que nas energias fósseis. De fato, a transição e diversificação, da matriz energética europeia demandará tempo e investimento. E tal realidade encerra uma preocupação a curto e médio prazo: a utilização de combustíveis fósseis tem se revelado uma eficaz estratégia em prol da segurança energética no seio da Europa; e isto, fundamentalmente, devido ao aporte, por parte da Rússia, de grandes quantidades de energia fóssil, diariamente, aos países integrantes da União Europeia.

Sob a égide de tais considerações, observa-se que enquanto a preocupação sobre a futura disponibilidade energética na Europa carreia diversos imprevisíveis aspectos inerentes ao comportamento vindouro dos atores centrais delineadores da geopolítica da energia europeia, por outro lado este mesmo contexto enseja importantes alertas para a economia mundial. A depender do resultado desta correlação de forças pode haver, eventualmente, estrutural mudança no panorama da ainda recalcitrante (ou, quiçá, incipiente) transição energética global. Destarte, a Guerra na Ucrânia já trouxe diversas mudanças na política energética dos países do Ocidente, principalmente no caso dos países que têm forte relação energética com a Rússia, em especial pela perspectiva dos combustíveis fósseis russos. Neste contexto, diante da atual conjuntura geopolítica-energética, o presente trabalho, utilizando-se de revisão bibliográfica sistêmica como rota metodológica e de observações e análises críticas focadas no conflito russo-ucraniano, objetiva caracterizar os precedentes, sob a ótica do planejamento energético, da Guerra na Ucrânia e como esse conflito se relaciona diretamente com a Europa no que concerne à sua caracteristicamente ampla dependência energética diante da Rússia.

2. DISCUSSÃO

2.1 Os Precedentes do Conflito EUA/OTAN e Ucrânia versus Rússia

Cerca de uma década depois da dissolução da União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS), em 1991, em vista do necessário tempo a ser superado em prol da atenuação de relevantes impactos socioeconômicos

associáveis à transição de regime político, novamente a Rússia passa a representar grande força geopolítica e militar. Tal revigoração do Estado Russo, deve-se, centralmente, às potencialidades econômicas em termo de acesso a amplos recursos naturais no tipicamente continental território da Rússia, a presença de vastos recursos energéticos fósseis neste grande território (17.100.000 km^2), além de destacado poder bélico caracterizado por amplo arsenal nuclear e numeroso e modernamente (pela perspectiva tecnológica, em especial) equipado exército (LIMA e LIMA, 2021). O contexto da nova Rússia apresentou um Estado com grande destaque na configuração internacional que viria a ter um papel importante nas relações internacionais. A região que compreende os Estados-membros da CEI[2] formam uma região com maior volume de recursos energéticos derivados de combustíveis fósseis: gás natural, carvão mineral, petróleo; além de possuir grandes reservas minerais e recursos hídricos (CIS, 2022). Frisa-se, neste contexto, que a Federação Russa possui a maior participação econômica da organização (a CEI, no caso), além de possuir as maiores reservas de combustíveis fósseis e recursos hídricos (CIS, 2022).

Diante desse contexto, a grande discrepância de poder existente entre a Rússia e os outros países membros da CEI acarretou em divergências e desconfortos, bem como a forma como o *soft power*[3] russo se manifesta na região: onde a Rússia age em defesa de seus interesses nacionais para além de suas fronteiras (LIMA e LIMA, 2021). A independência da Ucrânia após a dissolução da U.R.S.S apresentou aos ucranianos novos olhares sobre sua posição no Sistema Internacional. A Ucrânia vem tentando se aproximar do Ocidente desde sua independência; e isto, centralmente, pouco a pouco se aproximando da OTAN e com tentativas de entrada na União Europeia – o que provocou uma polaridade de ideologias dentro de seu território (BIJOS & MONTE, 2015). O último censo de composição populacional ucraniano,

[2] Comunidade dos Estados Independentes: é uma organização intergovernamental para integração humanitária e econômica dos novos Estados dissolvidos da URSS (CEI, 2022).
[3] *Soft power* é uma expressão usada na teoria das relações internacionais, que pode ser referido como "poder brando". Em outras palavras, é o tipo de influência que um Estado ou ator exerce sobre o outro sem que seja necessário a utilização de ameaças ou poder militar. (Nye, 2004).

realizado em 2001, revela que a Ucrânia possuía mais de 8 milhões de russos espalhados pelo seu território, sendo a segunda maior etnia presente no território ucraniano (UKRAINE, 2003; UKRAINE, 2004). Há de se destacar que as regiões que respondem pela maior presença de população étnica russa são as regiões que possuem uma considerável força de movimentos separatistas, como no caso da Criméia, com 58,3% da população composta pela etnia russa, e as regiões de Donetsk e Luhans'k, que possuem, respectivamente, 38,2% e 39% de sua população formada por tal etnia (UKRAINE, 2003; UKRAINE, 2004).

A relação da Ucrânia independente com a Rússia e o Ocidente passou por diversas instabilidades de acordo com o contexto político doméstico ucraniano. A primeira grande desavença entre Rússia e Ucrânia veio com a República Autônoma da Criméia[4], que, com apoio da Rússia, em 1992 declarou independência de sua região (BIJOS & MONTE, 2015). Em 2014, o presidente pró-Rússia – Viktor Yanukovych (2010-2014) – foi deposto após 90 dias de intensos protestos de boa parte da população (basicamente, aquela mais alinhada aos valores culturais do Ocidente, particularmente no que tange ao chamado "*american way of life*"). Isso ocorreu pelo fato do então presidente não assinar um acordo para a entrada do país na União Europeia (BIJOS & MONTE, 2015). No mesmo ano, a República Autônoma da Criméia solicita o reconhecimento de sua região como uma república independente, bem como a anexação do seu território à Rússia, realizando um referendo com aprovação de uma grande maioria de sua população local (BIJOS & MONTE, 2015). O resultado deste referendo, bem como a ideia da Criméia como um território russo, é condenado e não aceito pela Ucrânia, União Europeia e pela maioria dos países do Ocidente.

O conflito atual em curso entre Rússia e Ucrânia possui, ainda, a reivindicação de movimentos separatistas dentro do território Ucraniano: Donetsk e Luhansk. Ainda antes da deflagração do conflito ucraniano, o Presidente da Rússia, Vladmir Putin, havia reconhecido essas duas regiões

[4] A Criméia é uma república semiautônoma localizada no mar Negro, banhada a nordeste pelo mar de Azov. A Crimeia, portanto, é uma península situada ao sul da Ucrânia e a sudoeste da Rússia.

como Repúblicas Independentes (RUSSIAN FEDERATION, 2022). No entanto, os pressupostos desse conflito sobrepujam as argumentações de uma mera política expansionista russa. Ocorre que, a aderência da Ucrânia na OTAN aproxima ainda mais a OTAN (e seus mísseis balísticos intercontinentais, ou seja, de longo alcance) do território russo, o que coloca a Rússia em constante situação de alerta. Esse contexto remete ao *Dilema de Segurança*[5]. Esse ambiente hostil, inexoravelmente, é propício para ocorrência de conflitos e que resultaram no atual conflito entre Ucrânia e Rússia.

O conflito russo-ucraniano é bastante simbólico para a geopolítica energética. Enquanto passamos por um processo importante deveras discutido no ambiente internacional: de uma transição energética para produção a partir de fontes renováveis de energia. Este tema, caracteristicamente latente, se revelou ainda mais importante diante das inter-relações com a questão da dependência energética, em especial no contexto do continente europeu. Para entender a importância da geopolítica energética associável a este conflito, é necessário compreender a relação entre Rússia e a União Europeia, bem como o macro contexto energético europeu.

2.2 A Ucrânia e a União Europeia no contexto analítico da Geopolítica de Dependência Energética

Segundo EUROSTAT (2021) a taxa de dependência da UE em 2020, que mostra a o quanto a região é depende da importação para atender as suas necessidades de energia, era de 58%. A UE tem feito grandes investimentos em prol de melhores, mais eficazes e menos onerosas (em médio e longo prazo) formas de acesso ao gás natural e aos petróleos russos: é o caso do oleoduto *Nord Stream 2*, entre a Rússia e a Alemanha, que tem causado bastante controvérsia diante do atual conflito russo-ucraniano vis-à-vis a posição alemã (em particular, diante da UE e da OTAN). Atualmente, cerca de 40% do gás

[5] De acordo com John H. Herz (1950), quando determinado Estado busca sua segurança, procurando potencializar seu arsenal militar, os Estados com frágil relação com esse Estado em rumos de belicosidade, hão de fazer o mesmo, resultando numa instabilidade de incertezas no Sistema Internacional.

natural europeu, 40% do carvão e 30% de suas importações de petróleo vêm da Rússia (IEA, 2021).

O conflito entre Rússia e Ucrânia evidenciou a sensível segurança energética que países dependentes de oferta externa de energia apresenta em um cenário de alta evolução dos preços nos mercados globais de commodities energéticas. A Alemanha, país mais populoso da UE, com 83,24 milhões de habitantes, é fortemente dependente do gás natural russo para efetivar a transição do carvão e da energia nuclear (e, assim, para movimentar e mesmo viabilizar seu próprio crescimento econômico, assim como os correlatos empregos diretos e indiretos possíveis à população alemã) vê sua inflação sendo alimentada pelos aumentos nos custos de produção e pela escassez de energia. Neste sentido, o governo alemão escolheu adotar a redução temporária de impostos sobre combustíveis, a supressão da sobretaxa aplicada a pequenos produtores de energia renovável e o apoio financeiro a famílias de baixa renda como medidas de contenção dos reflexos socioeconômicos negativos correlatos à guerra em curso. Outrossim, o país recebeu cerca de 480.000 refugiados da Ucrânia, até 2 de maio de 2022, o que contribuiu para o aumento da demanda por energia (EUROPEAN COMMISSION, 2022).

Outro país significativamente impactado pela crise energética atual foi a Itália (com 59,5 milhões de habitantes). Cerca de 43% do gás natural utilizado na produção de eletricidade no país advém da Rússia, e paralelamente ao aumento dos preços dos combustíveis vê-se o risco de crescimento da desigualdade social e da pobreza energética da população italiana mais socioeconomicamente vulnerável (EUROPEAN COMMISSION, 2022). Concomitantemente, vale ressaltar o caso da Polônia. O país possui mais da metade do fornecimento de energia proveniente da Rússia, e a população polaca sente os reflexos do aumento da demanda energética do país. Cabe destacar que parte deste acréscimo súbito de demanda energética na Polônia é oriundo da solicitação de abrigo por parte de aproximadamente, 1,1 milhão de ucranianos, até 9 de maio do corrente 2022 (EUROPEAN COMMISSION, 2022).

Frisa-se, ainda, a notória elevação, com inflação crescente associada, dos preços à população polonesa de, praticamente, todos os produtos do mercado interno (EUROPEAN COMMISSION, 2022). Não obstante, vale ressaltar que uma menor dependência energética externa pode conferir a um país maior segurança no acesso a insumos energéticos. A França, 2º país mais populoso da UE, com 67,39 milhões de habitantes, possui considerável parcela de sua matriz energética suprida por energia nuclear, sendo que das importações de gás natural, em 2020, 17% foram provenientes da Rússia. Boa parte do impacto negativo do conflito em curso sobre a França está ocorrendo em setores ligados a insumos minerais (e.g. titânio, paládio, alumina etc.), além de implicações econômicas ligadas aos aumentos de preços de produtos e serviços ligados indiretamente a commodities energéticas (EUROPEAN COMMISSION, 2022).

O conflito envolvendo Rússia e Ucrânia intrinsicamente carreia, ainda, o debate sobre as complexas e tênues inter-relações entre segurança energética e dependência energética. As sanções aplicadas pelo Ocidente (em especial, pelos países mais bélica e economicamente influentes da EU e da OTAN) à Rússia, sobretudo aquelas relacionadas à não importação do gás natural produzido no país, pressionam os Estados-Membros da UE a buscarem novas alternativas energéticas. E isto, centralmente, devido a pressões geopolíticas estadunidenses (as quais visam, em última instância, amplas exportações à Europa do petróleo e do gás natural produzido nos EUA a partir de xisto betuminoso) e visando contrapor uma possível imagem geopoliticamente negativa de implícito, apoio (ou de despreocupação em relação) aos ataques russos aos direitos humanos da população civil ucraniana.

A respeito desta segunda motivação, salienta-se que a emergência por soluções que visam conceder a energia necessária para seguridade dos direitos fundamentais das populações (alimentação, saneamento básico, mobilidade, segurança, justiça, entre outros) tem se intensificado após o início do confronto. Deve-se adicionar a este contexto, também, a necessidade de que as nações europeias atinjam suas respectivas Contribuições Nacionalmente Determinadas (*Nationally Determined Contributions* – NDC) em prol de atingimento dos

objetivos do Acordo de Paris, criado durante a COP 21, realizada em Paris, em 2015 (e que, fundamentalmente, almeja mitigar das mudanças climáticas ao ponto de restringir a temperatura média da superfície terrestre a 2 ºC até o final do século XXI). Outrossim, o Plano "*Fit for 55*"[6] exprime o anseio por autonomia e independência energética pelos países membros da UE.

Nesse sentido, uma das rotas possíveis para UE é a adesão acelerada às fontes renováveis de energia como principal medida em prol da transição energética e da redução de dependência diante do petróleo e do gás natural provenientes da Rússia; frisa-se, porém, que há inércia tecnológica e logística a ser vencida neste contexto, para além do provável não exíguo tempo para que esta macro mudança energética seja realizada de modo pleno ou mesmo parcial. Uma vez que os países europeus consigam alcançar expressiva descarbonização de suas matrizes energéticas, concomitantemente à factibilidade no suprimento da tipicamente elevada demanda por aquecimento nos meses de inverno, (eventualmente, por meio do aumento da produção interna de energia), sua dependência por insumos energéticos importados cairá conjuntamente com a influência russa sobre as atividades econômicas realizadas na UE.

A escolha da UE pelo fomento de produção "verde" de energia depende de uma gama de fatores como, por exemplo: (1) mais investimentos em pesquisa e desenvolvimento tecnológico; (2) aumento da competitividade econômica das energias renováveis em relação às fósseis; (3) produção de energia em larga escala que proporcione significativa densidade energética. Contemplar tais condições requer, principalmente, tempo, o que pode acarretar na não transição energética demandada pela UE a curto e médio prazo. E, consequentemente, poder-se-ia intuir o mesmo em relação à redução da dependência energética da EU diante dos combustíveis fósseis produzido pela Rússia.

[6] Pacote legislativo para redução das emissões de gases de efeito estufa num patamar de 55% (comparado aos níveis de 1990), até 2030, e subsequente alcance da neutralidade climática até 2050 (EUROPEAN COMMISSION, 2021).

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir do desenvolvimento do presente trabalho, foi possível depreender que uma mudança tipicamente estrutural nas fontes de obtenção de energia demandará elevados recursos financeiros, humanos e tecnológicos. Evidentemente, tais recursos dificilmente são passíveis de obtenção no curto prazo, particularmente no contexto de provável agudização de crise econômica na perspectiva de continuidade do conflito entre Ucrânia e Estados Unidos/OTAN versus Rússia em território ucraniano. Outrossim, deve-se frisar que a Pandemia de COVID-19 não terminou (ao contrário disto, há sinais de surgimentos de nova onda pandêmica, quiçá menos deletéria), e tampouco as externalidades socioeconômicas negativas associáveis (às populações da Europa, além de todo o restante da população mundial). Ademais, a descarbonização das matrizes energéticas dos países da UE pode não ser tão favorecida pelo conflito Rússia-Ucrânia, tal como anteriormente discutido.

A União Europeia já se moveu, muito antes do recente conflito russo-ucraniano, para romper com a sua dependência energética perante a Rússia. Além disto, a UE passou por uma severa crise energética em 2021, fundamentalmente causada por uma menor produção doméstica e pelo aumento da demanda de gás natural, devido à reestruturação econômica e ao gradativo afrouxamento das medidas de distanciamento social necessário à contenção da Pandemia de COVID-19 (IEA, 2021). Ou seja, trata-se, neste contexto, da lenta e progressiva recuperação da economia europeia e mundial (em tese) pós pandemia; frisa-se que tal recuperação tem sido perpetrada, basicamente, através de mais consumo de energia fóssil (IEA, 2021).

O conflito Ucrânia versus Rússia, evidenciou ainda mais os problemas decorrentes das já preexistentes crises energéticas na Europa. Destarte, quase todos os países europeus contam, atualmente, com recursos energéticos próprios insuficientes para pleno atendimento de suas respectivas demandas internas. Com o aumento da pressão (diplomática e via *lobbies*, basicamente), principalmente por parte dos Estados Unidos, por uma posição da UE contra a Rússia, mesmo a UE necessitando, quase que visceralmente, do gás natural

russo, há todo um contexto de ordem geopolítica que a faz rumar em busca de alternativas, idealmente em curto ou médio prazo, para suprimento de sua demanda energética. Diante dessa realidade, a União Europeia já via o aumento na utilização das energias renováveis como saída para suas endêmicas e recorrentes crises energéticas; e, principalmente, em prol de (alguma) independência energética. O cenário bélico analisado no presente trabalho, assim como o contexto vigente de (possível) fim da Pandemia de COVID-19, porém, induzem à compreensão de que este plano tende a ser não sutilmente procrastinado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIJOS, Leila; MONTE, Fernando. RÚSSIA E UCRÂNIA: UMA ANÁLISE DOS PRINCÍPIOS DA SEGURANÇA, ESTABILIDADE E PREVISIBILIDADE INTERNACIONAIS. Revista Direito em Ação, Brasília, DF, v. 4, ed. 1, p. 74-102, 20 maio 2015. Disponível em: https://portalrevistas.ucb.br/index.php/RDA/article/view/6712. Acesso em: 18 maio 2022.

CIS (Asia). Commonwealth of Independent States. Interstate statistical committee of the commonwealth of independent states. *In*: Commonwealth of Independent States (CIS). 2022. Disponível em: http://www.cisstat.com/eng/frame_about.htm. Acesso em: 18 maio 2022.

EUROPEAN COMMISSION. 2022 EUROPEAN SEMESTER: SPRING PACKAGE. Disponível em: https://ec.europa.eu/info/publications/2022-european-semester-country-reports_en. Acesso em: 29 maio 2022.

EUROPEAN COMMISSION. DIRECTORATE GENERAL FOR RESEARCH AND INNOVATION. EUROPEAN COMMISSION. GROUP OF CHIEF SCIENTIFIC ADVISORS. A systemic approach to the energy transition in Europe: scientific advice to strengthen the resilience of the European energy sector. LU:

Publications Office, 2021. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2777/14221>. Acesso em: 14 maio 2022.

EUROPEAN UNION. De onde importamos energia?. EUROSTAT, p. 1-1, 2021. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html. Acesso em: 31 maio 2022.

HERZ, John H. (1950) Idealist Internationalism and the Security Dilemma. World Politics, vol. 2, n. 2.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019. Europe. Total Energy Supply, 2019. Disponível em: https://www.iea.org/regions/europe. Acesso em: 14 maio 2022.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021. Exploring the impacts of the Covid-19 pandemic on global energy markets, energy resilience, and climate change. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/covid-19>. Acesso em 18 de jul. 2021.

LIMA, Jean Santos; LIMA, Nathalia Suellen Rodrigues. CRIMEIA E ALÉM: A POLÍTICA EXTERNA ASSERTIVA DA RÚSSIA E SEUS IMPASSES COM O OCIDENTE. Mural Internacional, [*s. l.*], p. 1-13, 2 set. 2021. Disponível em: https://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/muralinternacional/article/view/60432. Acesso em: 5 maio 2022.

Nye, J. (2004). *Soft Power: The Means to Success in World Politics*. PublicAffairs.

OTAN. O QUE É A OTAN?. 2022. Disponível em: https://www.nato.int/nato-welcome/index.html. Acesso em: 31 maio 2022.

RUSSIAN FEDERATION. Executive Order, 21/02/2022. Signing of documents recognising Donetsk and Lugansk People's Republics, p. 1-1, 21 fev. 2022. Disponível em: http://en.kremlin.ru/events/president/news/67829. Acesso em: 4 jun. 2022.

UKRAINE (Ukraine). State Statistics Committee of Ukraine. About number and composition population of UKRAINE: by data All-Ukrainian population census'2001 data. *In*: National composition of population, 2003-2004. Disponível em: http://2001.ukrcensus.gov.ua/eng/results/general/nationality/. Acesso em: 18 maio 2022.

A NEW PROPOSAL FOR AN ENERGY AUCTION BY ATTRIBUTES USING THE AHP METHOD

Rodrigo Flora Calili[1]; Daniel Alfradique Leite[1]; Isabela Alves de Oliveira[1]; Daniel Ramos Louzada[1]; Gustavo Pires da Ponte[1]

[1]*Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*

RESUMO

Desde 2005, a expansão da capacidade instalada de energia no Brasil ocorre por meio de leilões regulados de energia. Os leilões de energia têm papel crucial no processo de contestação e validação dos planos de expansão elaborados pelo governo federal, permitindo mensurar e validar premissas adotadas pelo governo, além de estimular a inovação. No entanto, como os leilões são quase exclusivamente baseados no atributo preço da energia, sem considerar quaisquer outras externalidades associadas a cada projeto, esse papel dos leilões acaba sendo muito limitado. Este artigo tem como objetivo desenvolver uma metodologia para incorporar uma abordagem multiatributos em processos de leilão de energia, utilizando o método Analytic Hierarchy Process (AHP) aplicado ao caso brasileiro. Os resultados obtidos mostram maior coerência com os dias atuais a partir do uso de atributos socioambientais além dos econômicos.

Palavras-chave: Multicritérios; AHP; Leilões de múltiplos atributos; Leilões de energia.

ABSTRACT

Since 2005, the expansion of installed energy capacity in Brazil has taken place through regulated energy auctions. Energy auctions play a crucial role in the process of contesting and validating the expansion plans prepared by the federal government, allowing to measure and validate assumptions adopted by the government, in addition to encouraging innovation. However, because the auctions are almost exclusively based on the energy price attribute, without considering any other externalities associated with each project, this role of the

auctions ends up being very limited. This article aims to develop a methodology to incorporate a multi-attribute approach in energy auction processes, using the Analytic Hierarchy Process (AHP) method applied to the Brazilian case. The results obtained show greater coherence with the current days from the use of socio-environmental attributes in addition to the economic ones. **Keywords:** Multicriteria, AHP, Multi-attribute auctions, Energy auctions.

1. INTRODUÇÃO

A expansão da geração de energia elétrica deve atender a vários objetivos que podem ser contraditórios. Grande parte da expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil desde 2005 tem se dado através de leilões.

Os leilões de energia do Brasil usam um critério simples de escolha do vencedor: a comparação do preço ofertado pelos geradores (R$/MWh), indepentemente da localização da usina, tipo ou de outras externalidades associadas a ela. As externalidades são tratadas através de regras ad hoc, como leilões específicos por fontes, restrições para a participação de determinadas fontes, introdução de limites máximos ao custo variável unitário, entre outros. O tratamento ad hoc dessas questões, pode não ser a melhor solução, pois rejeita a priori soluções alternativas de fornecimento de energia. O atual modelo de contratação que valora apenas a garantia física de cada usina, privilegia usinas hidrelétricas e termelétricas que fornecem serviços ancilares e participam na flexibilidade operativa do sistema (PSR, 2014).

Atualmente cerca de 60% da capacidade instalada no sistema elétrico brasileiro é de usinas hidrelétricas. Espera-se que esse percentual seja reduzido a cerca de 50% até 2027, levando a uma menor capacidade de armazenamento, enquanto as fontes eólica e solar fotovoltaica juntas deverão saltar de 9% para 16%, diminuindo a capacidade de flexibilidade de atendimento à ponta (EPE, 2018).

Segundo o Instituto Escolhas (Instituto Escolhas, 2018), a atual composição de preços de energia não considera os atributos operativos do

sistema que possam estar deficitários, necessitando valorar a modulação, a sazonalidade, a robustez e a confiabilidade providos por cada usina. Deste modo, é útil criar uma modelo que considere de forma integrada no processo do leilão o custo de produção da energia e outros atributos dos projetos como: segurança do suprimento, controlabilidade, flexibilidade, capacidade de atendimento a ponta do sistema, restrições da transmissão e impactos ambientais.

O presente artigo tem por objetivo apresentar uma metodologia para incorporar as externalidades geradas pelos diferentes projetos de geração nos processos de leilões de energia usando uma abordagem mutiatributos nos processos de leilões de energia, aplicando o método Analytic Hierarchy Process (AHP) ao caso brasileiro.

Esse capítulo apresenta a introdução e revisão bibliográfica. O capítulo II trata do processo de leilões de energia no Brasil, o capítulo III apresenta um modelo para os Leilões Multiatributos de energia elétrica. O capítulo IV contém os resultados e o capítulo V apresenta as conclusões.

Leilões reversos mutiatributos vêm sendo largamente estudados. A maioria dos artigos trata da aplicação de leilões mutiatributos aos leilões privados, usualmente de suprimento, com um único comprador e multiplos supridores. Discute-se sobre a forma de incorporação dos atributos nos processos de leilão, a comparação da incorporação de atributos em diferentes estruturas de leilão.

Stashus et al. (STASCHUS, 1991) foram os primeiros a formular uma metodologia para realização de um leilão de energia multiatributos reverso. De acordo com os autores, várias concessionárias de distribuição de energia da Califórnia já implementavam sistemas de licitação multiatributos, adotando um sistema de pontuação atribuída por um conjunto de especialistas a cada um dos atributos considerados relevantes. A principal desvantagem desse sistema é a incapacidade de traduzir os pontos dos atributos em valores monetários, não capturando os trade-offs entre os atributos e o custo da energia. Propuseram que o conjunto de atributos pré-selecionados fossem mensurados através de um

modelo de simulação de cenários, transformando os atributos de cada tipo de projeto em um parâmetro expresso em US$/MWh a ser acrescido ao preço da oferta de energia de cada oferta participante.

Bichler et al. (BICHLER, 1999) apresentou um estudo de caso considerando a situação de único comprador e múltiplos supridores de um grande varejista austríaco. Propôs a criação de uma moeda virtual que expressasse a utilidade global de cada lance para o comprador como uma forma de lidar com situações que requerem negociações de múltiplos atributos em um ambiente de leilão. Nesse modelo, o comprador definiria suas preferências na forma de uma função de utilidade e os lances que maximizasse a utilidade para o comprador seria o lance vencedor. Os lances dos vencedores ocorreriam pelo ajuste dos diversos atributos (prazo, condições de pagamento etc.). O comprador assim revelaria, mesmo que de forma parcial, a sua função de utilidade para o fornecedor que poderia adaptar a suas ofertas de acordo com essa função.

Pham (PHAM, 2015) apresentou uma proposta de classificação dos modelos propostos em função de como os atributos são incorporados no leilão (“price out” ou “Scoring function”) e tipos de estrutura dos leilões (“leilões de lote único” e “leilões de multiplos lotes”).

Em 2019, Qian et al. estudou o leilão reverso para a aquisição de dispositivos de energia limpa, considerando o a aversão às perdas das empresas de serviços públicos. Usou um método multicritério integrado ao processo de hierarquia analítica para a seleção do vencedor (QIAN, 2019).

A metodologia multicritério de apoio à decisão foi apresentada por Keeney e Raiffa em 1976 (KEENEY, 1976). Outros autores apresentaram técnicas de apoio a decisão que poderiam ser adotadas para determinar a função de utilidade como o AHP (SAATY, 1977) e o MAUT (DYER, 2005).

Bichler (BICHLER, 2000) apresentou uma extensão do modelo onde tentou demonstrar experimentalmente que a utilidade global dos leilões multiatributos é muito mais alta que a obtida com os leilões de apenas um atributo.

Chen et al. (CHEN, 2009) e Cheng (CHENG, 2008) introduziram o uso da lógica Fuzzy em leilões multiatributos, sendo que o último usou o método multicritério de apoio a decisão TOPSIS.

Klemperer propos um novo modelo de leilão com preço fechado para bens diferenciados, onde os ofertantes fazem lances simultâneos de múltiplos produtos para clientes com preferências diferentes (KLEMPERER, 2010).

A PSR apresentou um modelo de leilões mutiatributos para o caso brasileiro utilizando como atributos o atendimento a capacidade de atendimento ponta do sistema, a despachabilidade das usinas, a variabilidade dos custos de geração, os custos de disponibilização da infraestrutura de transmissão, as perdas de energia e os custos adicionais de geração devido a restrições eletricas. Propuseram modelos de simulação para o adicional de preço de cada um dos atributos ao preço dos leilões (PSR, 2014).

Métodos multicritérios de apoio à decisão constituem um ramo da pesquisa operacional que busca obter resultados ótimos em cenários complexos, incluindo vários indicadores, objetivos e critérios muitas vezes conflitantes. Diferentes técnicas multicritérios vêm sendo aplicadas com sucesso em diversos campos da energia (KUMAR, 2017).

De acordo com Martins, os atributos mais utilizados para comparar as fontes são: eficiência da tecnologia, a confiabilidade, as emissões de gases de efeito estufa, o uso requerido da terra, o investimento requerido, o custo de operação e manutenção das usinas, o custo da energia, a aceitação social e a geração de emprego (MARTINS, 2017). Na Tabela 1 são apresentados os principais artigos que apresentam seleção de atributos. São elencados os critérios/atributos utilizados por cada autor.

Tabela 1 – Artigos relevantes na seleção de atributos

Autor	Tema do artigo	Principais atributos considerados (subcritérios entre parêntesis)
Steimikiene et al. (STREIMIKIENE, 2016)	Estima as melhores tecnologias para geração de energia elétrica na Lituania utilizando o AHP e o ARAS (Additive Ratio Assesment).	5 critérios: econômicos (4), tecnológicos (4), ambientais (4), sociais (3) e institucionais (5). Como Eficiência economica, Competividade da tecnologia, Custo de geração, Impacto social, Aceitação pública, Pontecial e riscos da tecnologia, Inovação técnologica, Durabilidade da tecnologia, Efeito sobre mudanças climáticas e poluição, Tratamento de resíduos e Conformidade com as condições naturais locais e Regulamentação legal.
Al-Garni et al. (Al-GARNI, 2016)	Priorização de técnologias para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia para Arabia Saudita utilizando o método AHP	36 critérios: econômicos (12), tecnológicos (11), ambientais (6) e sócio-políticos (7). Sendo os principais a maturidade e eficiência da tecnologia, o tempo de desenvolvimento, a contribuição da fonte para a segurança do sistema, o custo de transmissão, investimento e combustível, a emissão de CO^2 e a demanda por terras e criação de empregos entre outros.
Martins (MARTINS, 2016)	Avaliação e seleção de tecnologias de geração de energia elétrica sob a ótica do planejador para o Estado do Rio de Janeiro utilizando Fuzzy AHP TOPSIS	21 critérios: econômicos (3), tecnológicos (6), ambientais (5), sociais (4) e políticos (3) como confiabilidade da fonte, simplicidade de implementação, playback do projeto, geração de empregos, emissão de gases, uso do solo, entre outros.
Celestino (CELESTINO, 2017)	Avaliação e escolha de fontes de geração para o caso do Nordeste Brasileiro utilizando o AHP	critérios: atendimento a ponta do sistema, despachabilidade, disponibilização da infraestrutura de transmissão, degradações ambientais, disponibilidade de recursos e custo nivelado de energia

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 O sistema de leilões no Brasil

O mercado de contratação de energia elétrica no Brasil encontra-se divido em dois ambientes complementares denominados ambiente de contratação livre (ACL) e ambiente de contratação regulada (ACR).

Podem participar do ambiente de contratação livres (ACL) os consumidores cuja demanda seja igual ou superior a 2,5 MW e os consumidores com demanda entre 500 kW e 3 MW, esses últimos desde que adquiram a sua energia de fontes alternativas (PCH, Eólicas, Biomassa e Solar). Os contratos são negociados livremente entre os geradores, comercializadores e consumidores, sendo obrigatório que todos os consumidores tenham contratos de compra de energia suficientes para cobrir 100% da sua demanda por energia e que os contratos de energia tenham lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de forma sustentável.

No ambiente de contratação regulado (ACR) a energia para atender a demanda dos consumidores cativos é de responsabilidade da distribuidora local. Elas estão sujeitas as mesmas regras de contratação dos consumidores livres. As distribuidoras devem obter toda a energia contratada através de leilões públicos de energia centralizados.

Os leilões de Energia regulados são leilões reversos (preços decrescentes) onde os geradores fazem ofertas por contratos de compra de energia de longo prazo (15-30 anos). Os leilões ACR são o foco deste artigo.

Os leilões são usualmente organizados a partir de um modelo híbrido em duas fases. Uma primeira fase no estilo *clock auction*, com preços decrescentes em intervalos de tempo cabendo ao gerador definir se acompanha ou não os novos preços (mais baixos), e uma segunda fase, com preços discriminatórios, onde os geradores colocam suas ofertas em um lance único em um esquema *pay-as-bid*.

O papel das distribuidoras nesses leilões está limitado a informar ao Ministério de Minas e Energia (MME) o montante de energia necessária para ser contratada. Todo o processo do leilão é conduzido anualmente pela Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), seguindo as diretrizes do MME.

Os leilões ACR são de 2 tipos: leilões de energia existente (contratos de usinas em operação) e leilões de energia nova (contratação de novas usinas). Os leilões de Energia Nova são ainda subdivido em função do prazo entre a data de realização dos leilões e a data do início do fornecimento. Por exemplo, um leilão que a data de início de fornecimento de energia ocorrerá em 5 anos é um leilão A-5. Serão considerados neste artigo os leilões de médio prazo (A-5, A-4 e A-3). Cada gerador vencedor assina contratos padronizados com as distribuidoras, sendo o montante de cada contrato proporcional à demanda declarada por cada distribuidora no leilão.

Os resultados desses leilões de energia guiarão a expansão da capacidade de suprimento do sistema pois o mercado cativo representa em torno de 75% do mercado total (EPE, 2017).

A legislação brasileira prevê duas modalidades de contratação nos leilões regulados. A contração por quantidade, onde a distribuidora paga um montante fixo em R$/MWh a cada gerador em um contrato *take or pay*, e a contratação por disponibilidade, onde a distribuidora paga uma receita fixa para que o gerador esteja disponível para gerar, reembolsando os custos variáveis do gerador todas as vezes que ele gerar em um contrato de “opção de compra”.

Para permitir a concorrência entre contratos por quantidade e por disponibilidade, assim como de contratos por disponibilidade com diferentes valores de Receita Fixa (RF) e Custo Variável Unitário (CVU) em um mesmo leilão, é definido um Índice de Custo Benefício (ICB) de cada projeto em R$/MWh. O ICB é definido como a razão entre os custos globais da usina (R$) divido pelo seu benefício energético adicionado ao sistema (MWh) representando o custo global provável do contrato para a distribuidora ao longo da vida do contato. Segundo a metodologia definida pela EPE (EPE, 2013), o ICB de uma usina é dado por:

$$ICB = \frac{(RF+COP+CEC)}{GF} \quad (1)$$

Onde:

RF é a Receita Fixa anual requerida pela usina em R$

COP é o valor esperado do custo de operação anual da usina em função da expectativa de despacho da usina, do Custo variável de operação da usina (CVU) e da inflexibilidade operativa (geração mínima anual) apresentada pelo gerador no momento de cadastro no leilão.

CEC é o valor esperado do custo econômico anual de curto prazo da usina calculada como a diferença entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física e o preço o preço da energia no mercado spot (Preços de liquidação das diferenças – PLD).

Quando a usina está despachada por mérito, o CVU da usina é inferior ao PLD e, portanto, a distribuidora afere um ganho econômico com a geração da usina. No entanto, quando a usina não está despachada, a distribuidora tem que adquirir energia no mercado spot para atender a demanda de energia não gerada pela usina aferindo um custo econômico. A diferença entre os dois casos multiplicados pelas suas probabilidades de ocorrência é denominada CEC.

GF é a garantia física da usina que representa o volume de energia que a usina consegue gerar de forma sustentável ao longo do tempo. No caso das usinas térmicas, este é em função do CVU e do nível de inflexibilidade das usinas declarado pelo gerador no momento de cadastro no leilão.

Como os custos de COP e CEC e GF são calculados antes do leilão, as reduções de preço ofertadas pelos geradores durante o processo do leilão corresponderam a uma redução da receita fixa desejável (RF).

Para as usinas de contratos por quantidade, o ICB é definido como igual ao custo da energia em R$/MWh ofertado pela usina no momento do leilão.

2.2 Limitações do sistema atual de leilões

Os leilões de energia têm uma função fundamental no planejamento e expansão da capacidade do setor elétrico, exercendo um tipo de contestação através da competição ao planejamento da expansão (PRS, 2014).

O planejador costuma incorpora em seus planos de expansão estimativas de custos, riscos e prazos que não correspondem à percepção dos investidores. Os leilões de energia permitem aferir a validade dessas premissas e incentivar a inovação, proporcionando oportunidades de inserção a novas tecnologias e de aperfeiçoamento dos projetos propostos.

2.3 A competição entre diferentes tipos de fontes térmicas.

Os cenários utilizados na definição dos ICB e da GF das usinas são definidos pelo MME no Plano Decenal de Expansão (EPE, 2018). Sendo o cálculo da GF, do COP e do CEC calculados a partir de simulações de cenários de despacho das usinas, os critérios adotados para a definição desses cenários têm uma enorme influência sobre o ICB de cada usina e nos resultados de cada leilão.

Cenários excessivamente otimistas em relação aos preços no mercado spot de energia levaram a uma expectativa errônea de baixo nível de despacho das usinas térmicas reduzindo os componentes COP e CEC do cálculo do ICB das usinas térmicas (PSR, 2014), (BEZERRA ,2006), (BRANDÃO, 2009).

Embora as usinas com baixo RF e alto CVU apresentem em geral maior flexibilidade operativa e sejam preferíveis ao atendimento de ponta, sua capacidade de fazer frente a períodos prolongados de estiagem (período 2014-2019) é bastante limitada, além de extremamente custoso para o sistema (PSR, 2014). Atributos relevantes, como o impacto ambiental dos diferentes tipos de térmicas, sua localização e a capacidade de a usina estar disponível por períodos prolongados, por não comporem o ICB, tiveram impactos bastante limitados sobre os leilões de energia.

A seleção apenas pelo atributo de energia tem levado à expressiva contratação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas nos últimos anos, apesar

da incapacidade destas fontes proverem flexibilidade ao sistema e a sua limitada contribuição no atendimento à ponta.

2.4 Restrições na participação nos leilões de energia nova

As questões ambientais e a competitividade de novas tecnologias têm sido incorporadas nos leilões de energia quase que exclusivamente de forma ad hoc com a introdução de restrições e limitações a possibilidade de participação de fontes de energia, como pode ser visto na Tabela 2.

Tabela 2 – Fontes permitidas-Leilões de energia nova A-3 e A-5

Ano	Fonte de Energia
2005	Todas as Fontes
2006	Todas as Fontes, considerando limitações no CVU
2007	Todas as Fontes, considerando limitações no CVU
2008	Todas as Fontes, considerando limitações no CVU
2009	Todas as Fontes, considerando limitações no CVU
2010	Somente Fontes Alternativas
2011	Proibição para Térmicas as Carvão, a gás natural em ciclo aberto e Óleo combustível, considerando limitações no CVU
2012	Proibição para Térmicas as Carvão, a gás natural em ciclo aberto e Óleo combustível, considerando limitações no CVU e a inflexibilidade
2014	Proibição para térmicas a gás natural em ciclo aberto e Óleo combustível, considerando limitações no CVU e a inflexibilidade
2015	Proibição para térmicas as Carvão e Óleo combustível, considerando limitações no CVU e a inflexibilidade
2016	Proibição para térmicas a gás natural em ciclo aberto e Óleo combustível, considerando limitações no CVU e a inflexibilidade

Fonte: (PSR, 2014) e (EPE, 2016)

Uma das razões para isso parece ser relacionada as externalidades destas fontes não serem capturadas adequadamente pelo ICB nos leilões de energia.

2.5 Restrições e custos de transmissão

Problemas como restrições de transmissão, assim como a dificuldade de sua implementação, tem sido um desafio bastante relevante na expansão do sistema. A fragilidade do sinal locacional da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a separação dos leilões de transmissão e geração e o fato dos custos da transmissão e as restrições de transmissão entre submercados terem um impacto bastante limitados nos leilões de energia nova, tem levado a uma alocação ineficiente dos projetos entre as regiões do país relativo aos custos de transmissão.

Como a expansão da geração pode ocorrer antes da transmissão nos leilões A-6, o sinal locacional para identificar o ponto mais atrativo para implementação de uma usina deveria ser dado pela tarifa de transmissão do projeto (TUST). No entanto, como aponta PSR (PSR, 2014) por diversas restrições metodológicas, a TUST é incapaz de enviar corretamente esse sinal, já que o sinal locacional responde por apenas 10% da TUST. Esse problema é particularmente grave em relação aos gargalos de transmissão entre diferentes submercados que tem impacto praticamente nulo na determinação da TUST, o que tem suscitado diversas propostas de leilões regionais (PSR, 2014).

Ressalta-se que na composição tarifária os custos com transmissão (4% do total) são substancialmente inferiores aos de geração (51,5%) (ANNEL. 2016), sugerindo maior relevância da otimização de custos com geração, ou seja, um projeto com menor custo de geração, ainda que distante do centro de carga ou que demande novos investimentos em transmissão, tende a ser mais vantajoso. Assim, entende-se que o adequado sinal econômico deve ser dado a ambos os custos.

3. MEDELO PROPOSTO

3.1 Novo cálculo do ICB

Para assegurar a expansão ótima do sistema elétrico é necessário incorporar nos leilões de energia os atributos de cada um dos projetos ofertantes. Há duas formas básicas de se incorporar os atributos dos projetos aos leilões de

energia. A primeira é através de segregação dos leilões por atributos. A desvantagem dessa abordagem é que ao segregar a demanda nos leilões, ela limita competição entre as fontes. A segunda abordagem é através da incorporação do "custo" dos atributos diretamente ao preço ofertado no leilão. Para isto poderia se acrescentar uma parcela adicional ao ICB calculado para cada projeto antes do leilão. Esse ICB seria definido como sendo:

$$ICB_{novo} = ICB_{original} + \sum_{i=1}^{n} x_i \quad (2)$$

Onde:

$ICB_{original}$ é igual ao ICB atualmente calculado para os projetos em R$/MWh e x_i é o custo de cada um dos n atributos em R$/MWh.

Esse novo ICB, ou "ICB sombra", funcionaria como uma moeda virtual e seria utilizado apenas durante os leilões para se definir as ofertas vencedoras do leilão. Nesse modelo, não haveria a necessidade de segregação da demanda entre leilões distintos e todas as fontes competiriam diretamente no leilão, fomentando a competição entre fontes e permitindo que os agentes "compensem" eventuais desvantagens de um atributo com a melhoria de outro atributo.

A desvantagem dessa abordagem é a complexidade para definir o custo de cada atributo principalmente os quantitativos. Uma alternativa para resolver o problema da determinação dos custos dos ativos é usar uma métrica de pontuação, como proposto por Bichler et al. (BICHLER, 1999), mas utilizando-a para ajustar o ICB, criando um "ICB sombra" a ser utilizado no leilão. Nesse caso ter-se-ia:

$$ICB_{novo} = ICB_{original} - \left[ICB_{original} \times \alpha \times \frac{Score_{do\ projeto\ i}}{Score_{minimo}} - 1\right] \quad (3)$$

Onde:

$ICB_{original}$ é igual ao ICB atualmente calculado para o projeto i em R$/MWh

α é um fator de suavização a ser definido entre 0 e 1

Score mínimo é a pontuação obtidas pelo projeto com o menor pontual entre os projetos do leilão

Score do projeto i é a pontuação obtidas pelo projeto i.

A definição dos pesos poderia ser por projeto ou por tipo de fonte de energia de acordo com o nível de informação sobre os projetos e o número de competidores no leilão.

A definição dos atributos também poderia mudar conforme o leilão ou conforme as necessidades do sistema elétrico.

Como proposto Bichler et al. (BICHLER, 1999), a definição da função utilidade dos atributos e por consequência a pontuação de cada projeto ou tecnologia poderia ser obtida pela aplicação de uma das diversas técnicas de apoio a decisão, como o AHP ou MAUT. Nesse artigo será adotado o método AHP, para pontuar as principais fontes de energia disponíveis, à luz de uma expansão segura e confiável do parque gerador.

3.2 O método AHP

O Analytic Hierarchy Process (AHP) é um dos métodos de análise multicritério mais utilizados. Foi desenvolvido na década de 1970 pelo professor Thomas Saaty na comunicação entre os membros do governo americano. Segundo Saaty, o método foi desenvolvido para modelar problemas desestruturados do cotidiano das pessoas, sem que houvesse a necessidade de se ter previamente a noção exata da importância dos parâmetros utilizados (SAATY, 1980), (SAATY, 1990). A base do método é a decomposição de um problema de decisão complexo em uma série de decisões mais simples hierarquicamente organizada de forma a facilitar a sua compreensão e avaliação, reproduzindo em certa medida o próprio o funcionamento da mente humana (SAATY. 1977).

De acordo com Kumar et al. (KUMAR, 2017), em comparação aos outros métodos multicritérios ele é adaptável, não envolve matemática complexa e possui estrutura hierárquica. Segundo Saaty (SAATY, 1980), o método compreende quatro etapas: organização da estrutura hierárquica, aquisição dos dados e julgamento, análise das matrizes de comparação, análise dos resultados e consistência do modelo.

O foco principal desse trabalho é estabelecer de forma clara e hierárquica os benefícios indiretos (ou externalidade) de cada fonte de geração de energia disponível para a expansão do parque gerador brasileiro.

Foram consideradas as fontes: hidráulica, térmica, eólica, fotovoltaica, biomassa, solar. Os critérios são as características ou propriedades a partir das quais as alternativas devem ser avaliadas.

Os julgamentos são realizados através de comparações pareadas, tanto dos critérios a luz do objetivo principal, quanto das fontes à luz dos critérios selecionados. Busca-se capturar tanto medidas subjetivas quanto objetivas e revelar a intensidade de domínio de um determinado critério (ou fonte) em relação ao outro.

Saaty (SAATY, 1980) propôs uma escala para padronizar os julgamentos de valor, permitindo converter julgamentos qualitativos em julgamentos quantitativos e permitindo a combinação no processo de decisão tanto de medidas objetivas quanto de medidas subjetivas (Tabela 3).

Tabela 3 – Escala padrão de julgamento de valor – Método AHP

Escala	Definição	Explicação
1	Mesma importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo.
3	Importância moderada de uma sobre a outra	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma atividade em relação à outra.
5	Importância grande ou essencial	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma atividade em relação à outra.
7	Importância muito grande ou demonstrada	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra demonstrada na prática.
9	Importância absoluta	A evidência favorece uma atividade em relação à outra com o mais alto grau de certeza.
2,4,6, 8	Valores intermediários entre os valores adjacentes	Quando se procura uma condição de compromisso entre as duas partes.

Após a estruturação das matrizes julgamento, obtém-se o vetor de prioridades (pesos) a partir do cálculo do autovetor normalizado do máximo autovalor como segue:

$$Aw = \lambda max w \quad (4)$$

Onde:

A é a matriz de julgamentos (quadrada, recíproca e positiva); w é o autovetor principal, referente aos pesos; λmax é o autovalor principal de A.

Obtidos os autovalores das respectivas matrizes, realizar-se a análise da consistência dos julgamentos. Segundo Saaty (SAATY,1990), avaliar a consistência dos julgamentos é comparar o índice de consistência (IC), definido como a razão entre a distância do autovetor máximo da matriz de julgamento (A) e o autovalor e um índice de consistência (IR), calculado de forma aleatória. A Razão de Consistência pode ser definida:

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (5)$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n-1} \quad (6)$$

O IR (Índice Randômico) é o índice de consistência de uma matriz recíproca gerada randomicamente, baseada na escala de 1 a 9, com recíprocas forçadas (SAATY, 1980). Este valor é tabelado e varia de acordo com a ordem n da matriz (Tabela 4).

Tabela 4 – Índices randômicos (n X I)

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
i	0	0	0,52	089	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,19

A avaliação final da coerência do julgamento ocorre na comparação do valor de RC, da seguinte forma:

a) $RC \leq 0{,}1$ - Julgamento coerente, premissa proposta inicialmente para julgar uma avaliação como satisfatória;

b) $0{,}1 < RC < 0{,}2$ - Julgamento questionável, o especialista deve rever seus julgamentos da respectiva etapa, analisando a matriz construída e tentar corrigir algumas comparações inconsistentes, não sendo obrigatório alterar os julgamentos;

c) $RC \geq 0{,}2$ - Julgamento incoerente, as comparações pareadas da etapa geraram um alto índice de inconsistência e o especialista é obrigado a refazer os julgamentos.

3.3 Atributos e fontes utilizados no estudo

Foram selecionados seis atributos mínimos, dentre os apresentados por Stashus (STASCHUS, 1991), PSR (PSR, 2014), Kumar (KUNAR,2017) e as referências da Tabela 1. Esses atributos, a saber: atendimento à ponta do sistema; despachabilidade; custos de transmissão; localização; tempo de implementação; e impacto ambiental, são descritos na Tabela 5.

Tabela 5 – Atributos Selecionados

Atributo	Descrição
Atendimento a Ponta do Sistema	Como definido por (CELESTINO, 2017) e (PSR, 2014), corresponde a capacidade de determinada fonte de energia de atender ao aumento de carga durante o horário de ponto do sistema.
Despachabilidade	Como definido por (CELESTINO, 2017) e PSR (PSR, 2014), corresponde à capacidade de uma usina, durante uma situação adversa local ou sistêmica, suprir a demanda de energia do sistema.
Custos de Transmissão	Como definido por (CELESTINO, 2017) e (PSR, 2014), corresponde aos custos adicionais de operação provocados pela distância entre a geração e os mercados consumidores.
Localização	Esse critério corresponde ao submercado energético onde será instalado a nova usina.
Tempo de implementação	Esse critério corresponde ao tempo de construção da usina.
Impacto Ambiental	Esse critério corresponde ao impacto ambiental das usinas.

Dentre os principais atributos identificados na literatura, não foram considerados nessa etapa os investimentos requeridos do projeto, o custo de operação e manutenção das usinas e o potencial da fonte, uma vez que esses itens já são contemplados diretamente nos itens que compõem o ICB. A aceitação social e a geração de emprego não foram consideradas pelas limitações de indicadores objetivos para a sua mensuração.

Entre as alternativas tecnológicas foram consideradas 9 tecnologias, tanto em função do grau de diferenciação em relação aos atributos selecionados, quanto pelo fato de já terem sido tecnologias ofertadas nos leilões de energia elétrica no Brasil. Foram consideradas: Hidroelétricas de Grande Porte, Pequenas Centrais Hidroelétricas, Usinas Fotovoltaicas de médio/grande porte, Usinas Eólicas, Usinas Termoelétricas movidas a Biomassa, Usinas Termoelétricas a óleo combustível, Usinas Termoelétricas a gás em ciclo aberto (term. G1), Usinas Termoelétricas a gás natural em ciclo combinado (term. G2),

Demais usinas Termoelétricas. Os atributos propostos são abrangentes e poderão contemplar outras fontes que viáveis no futuro.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Embora baseado na opinião de especialistas, a definição dos pesos dos atributos tem caráter subjetivo e deveria ser precedido por uma ampla discussão com a sociedade. Optou-se por trabalhar com dois cenários de pesos para os atributos: o primeiro considera a avaliação dos especialistas e a partir destas os pesos são calculados e o segundo considera o mesmo peso para todos os critérios (Tabela 6).

Tabela 6 – Pesos por critério

Num. Crit.	Critério	Pesos - Avaliação dos Especialista	Pesos - Iguais para todos os Critérios
1	Atendimento a ponta do sistema	0,169	0,167
2	Despachabilidade	0,303	0,167
3	Custos transmissão	0,172	0,167
4	Localização	0,148	0,167
5	Tempo iImplementação	0, 085	0,167
6	Impacto ambiental	0,124	0,167

Observa-se que os especialistas preferiram os critérios de confiabilidade da operação da usina em detrimento dos critérios ambientais e de tempo de implementação.

Em termos de segurança e confiabilidade do sistema, a hierarquização dos critérios proposta pelos especialistas mostra-se coerente, uma vez que a despachabilidade e de atendimento à ponta aparecem junto como as restrições da transmissão como os critérios de maior peso. No entanto, isto deve ser avaliado com ressalvas, pois pode refletir uma aversão ao risco de desabastecimento de anos passados ou um problema de amostragem na

seleção dos especialistas consultados. Uma amostra mais ampla de especialistas de diferentes áreas poderia levar a outras conclusões.

Verifica-se que a energia solar destaca-se nos critérios associados a impacto ambiental, localização, custos de transmissão e tempo de implementação, obtendo as melhores pontuações nesses critérios frente as demais. Embora a matriz de pesos dos critérios altere a sua posição relativa no ranking das fontes, essa fonte continua com uma pontuação elevada em ambos os cenários, embora não seja despachável. As fontes térmicas se destacam nos critérios de atendimento a ponta e despachabilidade, particularmente as térmicas a gás natural em ciclo aberto (term.G1) pela sua flexibilidade. O Resumo dos pesos das fontes de energia por critério é apresentado na Tabela 7 e a hierarquização das fontes na Tabela 8.

Tabela 7 – Resumo de pesos das fontes por critério

Critério[1] /Fonte de Energia	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Solar	0,03	0,03	0,32	0,26	0,32	0,32
Eólica	0,03	0,03	0,14	0,26	0,15	0,15
Biomassa	0,03	0,03	0,14	0,07	0,15	0,15
Hidrelétrica	0,14	0,10	0,03	0,02	0,03	0,06
PCH	0,07	0,06	0,09	0,05	0,06	0,15
UTE Óleo combustível	0,28	0,10	0,09	007	0,10	0,03
UTE GN – ciclo aberto (Term.G1)	0,28	0,30	0,09	0,11	0,10	0,04
UTE GN (Term.G2)	0,10	0,21	0,09	0,12	0,06	0,07
Demais térmicas (Carvão e Nuclear)	0,05	0,15	0,04	0,05	0,04	0,03

1Critério é o número do critério na Tabela 6. Fonte: elaboração própria a com base no software IPÊ 1.0.

Tabela 8 – Avaliação dos especialistas por fonte energética

Fontes de Energia	Avaliação dos Especialistas (%)	Pesos iguais para todos os Critérios (%)
Solar	17,21	21,11
Eólica	10,77	12,69
Biomassa	8,07	9,64
Hidrelétrica	7,04	6,19
PCHs	7,68	7,97
UTE Óleo combustível	11,24	10,88
UTE GN – ciclo aberto (Term.G1)	18,10	15,06
UTE GN (Term.G2)	12,73	10,79
Demais térmicas (Carvão e Nuclear)	7,16	5,68
PCH	7,68	7,97

Fonte: elaboração própria com base no software IPÊ 1.0

O favorecimento das fontes solar e eólica pode agravar a necessidade de potência despachável do sistema nos próximos anos (EPE, 2018) se essas fontes forem favorecidas nos leilões futuros. Por isso a expansão do sistema deve ser monitorada de forma a garantir o atendimento aos critérios.

5. CONCLUSÕES

A expansão da geração deve atender a vários objetivos, muitas vezes contraditórios. A quase a totalidade da expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil desde 2005 tem se dado através de leilões regulados de energia elétrica.

O papel dos leilões é limitado porque são baseados quase que exclusivamente no preço da energia, sem contemplar externalidades importantes associadas a cada projeto.

O presente trabalho apresentou um modelo de leilões de energia usando a abordagem mutiatributos para contemplar essas externalidades. Os resultados mostraram que os leilões de energia seriam mais eficientes e permitiria uma competição direta e mais equilibrada entre as várias fontes de energia. A introdução de outras variáveis relacionadas a aspectos sociais, tecnológicos,

econômicos e ambientais podem revelar externalidades ocultas e não perfeitamente capturadas na proposta aqui apresentada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Al-GARNI, H. KASSEM, A., AWASTHI, A., KOMIJENOVIC, D., Al-HADDAD, K. “A multicriteria decision making approach for evaluating renewable”, Sustainable Energy Technologies and Assessments, v.16, pp. 137-150, 2016.

ANNEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Por dentro da conta de luz, 2016. https://www.aneel.gov.br/documents/656877/15290115/Por+dentro+da+conta+de+luz+2016/19593350-705c-e18b-bca5-b18ba7ed7217

BEZERRA, B. V. Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2006.

BICHLER, M. “An experimental analysis of multi-attribute auctions”, Decision Support Systems, v. 29, n. 3, p.249-268, 2000.

BICHLER, M.; KAUKAL, M.; SERGEV, “A Multi-attribute auctions for electronic procurement”, Proceeding of the first IBM IAC Workshop, 1999.

BRANDÃO, L. G. L. Análise de risco em novos empreendimentos considerando o índice de custo benefício. Universidade de Brasília, 2009.

CELESTINO, N. Modelo AHP para avaliação e escolha de fontes de geração para a segurança da expansão de energia – análise do caso do Nordeste Brasileiro. Mimeo, 2017.

CHEN, P., ZHANG, J. “Research on Application of Multi-attribute Auction Based on Fuzzy Rought Set”, Control and Decision Conference, 2009.

CHENG, C. “Solving a sealed-bid reverse auction problem by multiple-criterion decision-making methods”, Computers and Mathematics with Application, V. 56, pp. 3261-3274, 2008.

DYER, J.S. Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys. Springer, New York, 2005.

EPE - Empresa de Planejamento Energético. "Índice de custo benefício (ICB) de empreendimentos de geração". Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Anexo_14_ICB__NT_EPE-DEE-RE-102-2008-r6_2013-09-11_.pdf>. Acesso em> 24 mar. 2022.

EPE - Empresa de Planejamento Energético. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 - ano base 2016. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>. Acessado em: 21 mar. 2022.

EPE - Empresa de Planejamento Energético. Leilões de Energia nova A5, 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-5-2016>. Acesso em: 02 abr. 2022.

EPE - Empresa de Planejamento Energético. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2027", 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>. Acesso em: 01 fev. 2022.

Instituto Escolhas, 2018. Disponível em: <http://www.escolhas.org/biblioteca/studos-instituto-escolhas/.> Acesso em: 12 mar. 2022

KEENEY, R.L., RAIFFA, H. Decision Making with Multiple Objectives Preferences and Value Tradeoffs. Wiley, New York, 1976.

KLEMPERER, P. The Product-Mix Auction: a New Auction Design for Differentiated Goods", Journal of European Economic Association, v.8, n. 2-3, pp. 526-536, 2010.

KUMAR, A., SAH, B., SINGH, A., DENG, Y., HE, X., KUMAR P., BANASALl, R.C. “A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 6, pp. 9596–9609, 2017.

MARTINS, G. A. Modelo Fuzzy AHP-TOPSIS para avaliação e seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Rio de Janeiro, 105p. Dissertação de Mestrado, Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.

PHAM, L., TECH, J., WALLENIUS, H., WALLENIUS, J. “Multi-attribute online reverse auctions: Recent research trends”, European Journal of Operational Research, v.242, n.1, pp.1-9, 2015.

PSR - LACTEC. Projeto PD-6491-0279/2012 – Aperfeiçoamento do processo de contratação da expansão do parque gerador, Associação dos Produtores Independentes de Energia – APINE. Curitiba, 2014.

QIAN, X., FAMG, S., HUANG, X., WANG M. Winner determination of loss-averse buyers with incomplete information in multiattribute reverse auctions for clean energy device procurement, Energy, v.177, pp. 276-292, 2019.

SAATY, T. L. Scaling method for priorities in hierarchical structures, Journal of Mathematical Psychology, v.15, p.234-281. 1977.

SAATY, T. L. Physics as a decision theory. European Journal of Operational Research, v. 48, p.98-104. 1990.

SAATY, T. L. The Analytic Hierarchy Process. N. York, USA: McGraw-Hill, 1980.

STASCHUS, K., et al. “A Multi-attributeevaluation framework for electric resource acquisition in California”, International Journal of Electrical Power & energy Systems, v. 13, n.2, pp.73-80, 1991.

STREIMIKIENE, D.; SLIOGERIENE, J., TURSKIS, Z. “Multi-criteria analysis of electricity generation theologies in Lithuania”, Renewable energy, V. 85, p. 148-156, 2016.

A POLUIÇÃO DO AR NA CHINA

Lisandra Gomes Mateus[1]; Roberta de Souza Oliveira[1]; Marco Aurelio Santos[1]

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

RESUMO

A Poluição do Ar ou Poluição Atmosférica é o resultado do lançamento na atmosfera de grandes quantidades de gases ou partículas líquidas e sólidas, que provocam danos ao meio ambiente e problemas de saúde humana, e possui origem em fontes naturais e antropogênicas. A República Popular da China (RPC) é o maior emissor anual de gases de efeito estufa e mercúrio do mundo. A mesma vem enfrentando um sério problema de poluição do ar há décadas, devido às cidades muito populosas e indústrias altamente ativas, apesar de melhorias recentes nos índices de poluição dos últimos anos. O estudo teve como objetivo apresentar e discutir a problemática da poluição do ar na China com o fim de contribuir para essa temática visando avanços e medidas eficientes para a sustentabilidade global, assim como, avaliar as políticas públicas implementadas ao longo dos anos.

Palavras-chave: Poluição do Ar, China, Saúde.

ABSTRACT

Air Pollution or Atmospheric Pollution is the result of the release into the atmosphere of large amounts of gases or liquid and solid particles, which cause damage to the environment and human health problems, and originate from natural and anthropogenic sources. The People's Republic of China (PRC) is the world's largest annual emitter of greenhouse gases and mercury. It has been facing a serious air pollution problem for decades, due to very populous cities and highly active industries, despite recent improvements in pollution rates in recent years. The study aimed to present and discuss the issue of air pollution in China in order to contribute to the discussion of this issue aiming at advances

and efficient measures for global sustainability, as well as evaluating public policies implemented over the years.

Keywords: Air Pollution, China, Health.

1. INTRODUÇÃO

Segundo a United States Environmental Protection Agency (2008), poluição do ar é a presença de contaminantes ou substâncias poluentes no ar que interferem na saúde ou no bem-estar humano ou produzem outros danos ambientais. A poluição pode afetar o ecossistema de diversas formas, danificando florestas, rios, lagos e superfícies urbanas, prejudicando a saúde humana e até alterando a composição da atmosfera.

Um grande desafio social e de saúde pública na China são os altos níveis de poluição do ar, cerca de 1 milhão de mortes prematuras podem ser atribuídas à poluição externa e a poluição do ar doméstica é responsável por mais 1,2 milhão de mortes prematuras. A resposta do governo chinês tem sido intensa e ampla com a implementação das políticas de qualidade do ar e energia com objetivo de reduzir significativamente as emissões até 2040 (IEA, 2016).

A implementação da legislação ambiental continua difícil e os governos locais não priorizam as questões ambientais, as províncias inspecionadas pelo Central Environmental Protection Inspection experimentam uma melhoria substancial na qualidade do ar em comparação com as províncias não inspecionadas, entretanto, a melhoria na qualidade do ar acaba sendo temporária, é seguido por níveis de poluição do ar ainda mais elevados após a inspeção (ZHENG *et al*, 2020).

Conforme Maji *et al.* (2020) na avaliação dos efeitos da implementação do Plano de Ação de Prevenção e Controle da Poluição do Ar (APPCAP), os dados de poluição do ar foram coletados de 35 locais (divididos em quatro tipos, a saber, urbano, suburbano, contexto regional e tráfego) em Pequim, de 2014 a 2018 e utilizados em uma metodologia robusta para analisar tendências de poluição do ar, riscos à saúde e mortalidade na China. Neste trabalho, objetiva-se apresentar e discutir as problemáticas da poluição do ar na China visando

contribuir para avanços e medidas eficientes para a sustentabilidade global, entre outros fatores.

2. METODOLOGIA

Este estudo foi realizado a partir de uma pesquisa exploratória quanto aos seus objetivos de buscar compreender o histórico da poluição do ar no mundo e na China, as preocupações e as ações governamentais no combate.

Diante da alarmante situação que o mundo vive atualmente e do impacto das ações da China devido ao seu tamanho continental e desenvolvimento econômico, este trabalho avaliou as políticas públicas implementadas ao longo dos anos e os resultados alcançados a partir das ações e ferramentas utilizadas na China.

Quanto aos procedimentos técnicos, uma pesquisa bibliográfica e documental sobre o tema foi conduzida com o objetivo de obter informações atualizadas sobre o assunto em questão. Assim como, analisar os esforços de mitigação e as perspectivas para o futuro destacando as tecnologias chaves nacionais, apresentando melhorias na economia e baixa emissão que são um passo à frente.

3. A POLUIÇÃO DO AR E O CENÁRIO ATUAL DA CHINA

A poluição do ar produzida pelo homem é um problema social complexo que causa uma série de efeitos ecológicos e sociais em cascata (DALBY, 2015, STEFFEN, CRUTZEN, *et al*., 2007, STEFFEN, ROCKSTRÖM, *et al*., 2018) e tem sido observada desde os primeiros seres humanos com a utilização inédita do fogo e se intensificado, principalmente, a partir da Revolução Industrial no século XVIII, com a utilização de carvão nas fábricas..

A primeira tentativa de industrialização na China ocorreu durante o Grande Salto para Frente de Mao-Tsé Tung entre 1958 e 1961, quando foram instalados 600.000 fornos de quintal em menos de um ano, produzindo uma grande quantidade de coque, atingindo 40,4 milhões de toneladas em 1960 (ZHANG, 1999).

A poluição ambiental já era observada em diversas regiões da China antes de 1972, porém a população acreditava que este problema era em razão do capitalismo e não existia poluição em países socialistas (XIE, 2020). Em junho de 1972, uma delegação chinesa participou da Conferência de Estocolmo, dando início à proteção ecológica e ambiental no país.

Em 1978, através da Reforma Econômica de Deng Xiaoping, foi promulgada a Política de Portas Abertas, na qual investimentos e corporações estrangeiras poderiam atuar na China, promovendo um rápido crescimento econômico (JIANG, 2015, TANTRI, 2013) e, no ano seguinte, foi formulada, para uma implementação de teste, a Lei de Proteção Ambiental, na qual “o Estado tem o dever de proteger o meio ambiente e os recursos naturais e prevenir e eliminar a poluição e outros perigos para a população” (ASIANLII, 1979).

A Comissão Permanente do Congresso Nacional do Povo deliberou e adotou a Lei da Prevenção e Controle da Poluição do Ar em 1987 (XIE, 2020) a qual: estabelece padrões de emissão; há o direito de cobrança e multa de unidades que liberam mais emissões do que o permitido pelos padrões de emissão; estabelece um sistema de monitoramento de poluição; adota políticas econômicas e tecnológicas para prevenir a poluição do ar; promove pesquisas para prevenir e controlar a poluição do ar. Em 1989, o governo chinês emitiu formalmente a Lei de Proteção Ambiental.

Na década de 1990, o governo chinês lançou o primeiro programa de controle de poluição em grande escala chamado “33211”, no qual englobava três rios - Huaihe, Haihe e Liaohe -, três lagos - Dianchi, Taihu e Chaohu -, dois parâmetros de controle da poluição - dióxido de enxofre e chuva ácida -, uma cidade - Pequim - e um mar - Bohai (XIE, 2020). Foram definidos também os Padrões Nacionais de Qualidade do Ar Ambiente (GB3095-1996) e os Padrões de Emissão de Poluentes do Ar para Usinas Termelétricas (GB13223-2003) (CHAN, YAO, 2008).

Desde o 18º Congresso Nacional do Partido Comunista da China em 2012, foram feitas alterações significativas em várias leis, incluindo na Lei de Proteção Ambiental (PETTIT, 2014), e na Lei de Prevenção e Controle da

Poluição do Ar, na qual o país deve promover o uso limpo e eficiente do carvão, obrigando os governos locais a proibir o carvão de baixa qualidade para uso residencial (LSE, 2015). Em 2018, o Conselho de Estado emitiu o “Plano de Ação Trienal para Conquistar a Guerra de Defesa do Céu Limpo”, com o principal objetivo de reduzir as emissões dos principais poluentes atmosféricos e gases de efeito estufa e diminuir o número de dias com alta poluição do ar (LYU *et al.*, 2016; IEA, 2021).

O Centro Municipal de Monitoramento Ambiental de Pequim (BJMEMC) capacitou os cidadãos chineses ao fornecer dados de observações horárias em tempo real de seis poluentes atmosféricos para proteger sua saúde. Globalmente, o indicador importante para informar o público sobre as atividades adequadas ao ar livre é o Índice de Qualidade do Ar (AQI). No entanto, empregando o método do Índice de Qualidade do Ar com base no risco à saúde (HAQI) associado à exposição a vários poluentes do ar verificou-se que o AQI negligencia os efeitos sinérgicos para a saúde da exposição a vários poluentes do ar. (HU *et al.*, 2015).

A partir de um estudo feito por Karagulian *et al*. (2015), observou-se que, diferentemente de países como Estados Unidos, Japão e da Europa Ocidental em que a maior fonte de poluição urbana por PM2.5 foi o tráfego - 24%, 23% e 25%, respectivamente, a maior fonte de PM2.5 na China são as indústrias responsáveis por 27% e 16% na parte sul e norte do país. Mais de um quarto do total de emissões de SO_2 relacionadas à energia surgiu na China, onde a indústria responde por quase dois terços do total, o setor de energia se moveu rapidamente para instalar várias formas de tecnologia de redução de emissões na última década (IEA, 2016).

Zheng *et al.* (2020) realizaram um estudo relacionado ao impacto da inspeção central na poluição do ar urbano, usando poluição diária e dados meteorológicos de 130 cidades chinesas no período de 2016 a 2017 e constataram que os governos locais tomam medidas temporárias para controlar a poluição do ar para criar um "céu azul político" quando necessário. Um exemplo é quando o governo chinês controla intencionalmente a poluição do ar

durante um período de duas semanas em preparação para um desfile militar em Pequim para garantir céu azul e limpo no dia do desfile.

3.1 O Impacto na Saúde e na Economia

Segundo a OMS, os óbitos atribuídos à poluição atmosférica em 2016 na China foram de 1.150.296. A China tem, de longe, o maior número de mortes prematuras por poluição do ar externa relacionada a partículas (mais de 1 milhão), seguida pela Índia (620.000). Em ambos os casos, as emissões de partículas da combustão do carvão são um fator fundamental (IEA, 2016).

O crescimento econômico do país acompanhado de grande poluição tem influenciado a expectativa de vida da população. Pessoas que vivem nas cidades ao norte do rio Huai da China, por exemplo, têm cerca de 5,5 anos a menos do que os residentes em outras áreas do país devido à prática de queima de carvão para aquecimento no inverno (CHEN *et al*., 2011).

Lu *et al.* (2016) analisaram a mortalidade por todas as causas, por doenças cardiovasculares e respiratórias, além de consultas ambulatoriais e hospitalizações associadas a diferentes poluentes entre 2010 e 2013 na região do delta do Rio das Pérolas. Os maiores valores foram observados no dióxido de nitrogênio (NO2), com 12.240 óbitos, mais de 5 milhões de consultas ambulatoriais e quase 160 mil hospitalizações em 2013, seguido pelo ozônio (O3), com 11.471 óbitos em 2011 (Tabela 1) (LU, YAO, *et al.*, 2016).

Tabela 1 - Efeitos negativos na saúde associados a poluentes atmosféricos no delta do Rio das Pérolas. Fonte: LU *et al*. (2016)

		All-cause mortality	Card-mortality	Respir-mortality	Outpatient visits	Hospital admissions
SO_2	2010	5474 (4801–6138)	2052 (1696–2409)	759 (539–976)	1,874,987 (332,853–3,352,044)	59,015 (2839–113,844)
	2011	7013 (6154–7861)	2649 (2191–3108)	927 (659–1190)	2,583,719 (459,156–4,614,416)	79,242 (3821–152,527)
	2012	5851 (5133–6560)	2160 (1786–2536)	892 (634–1146)	2,335,056 (414,746–4,172,428)	73,262 (3529–141,173)
	2013	5851 (5133–6560)	2160 (1786–2536)	892 (634–1146)	2,335,056 (414,746–4,172,428)	73,262 (3529–141,173)
NO_2	2010	11,578 (10,608–12,546)	4645 (4047–5208)	1382 (1129–1624)	4,031,586 (1,036,086–7,056,708)	122,768 (12,625–228,924)
	2011	12,145 (11,128–13,159)	4910 (4279–5504)	1383 (1131–1625)	4,542,500 (1,167,714–7,948,727)	134,894 (13,880–251,386)
	2012	12,153 (11,135–13,168)	4803 (4185–5384)	1596 (1304–1875)	4,927,459 (1,266,567–8,623,085)	149,623 (15,393–278,885)
	2013	12,240 (11,214–13,263)	4973 (4333–5576)	1627 (1330–1912)	5,227,714 (1,343,518–9,150,103)	159,833 (16,437–298,023)
O_3	2010	9317 (7389–11,216)	3126 (2027–4149)	1351 (914–1783)	\	\
	2011	11,471 (9102–13,803)	3880 (2517–5146)	1585 (1074–2090)	\	\
	2012	10,634 (8436–12,799)	3516 (2280–4664)	1695 (1147–2236)	\	\
	2013	9583 (7601–11,537)	3257 (2111–4322)	1547 (1047–2042)	\	\
PM_{10}	2010	4902 (4306–5360)	2353 (2026–2679)	471 (340–588)	1,376,650 (0–3,243,971)	38,352 (0–109,821)
	2011	4057 (3563–4437)	1964 (1691–2236)	372 (269–465)	1,221,889 (0–2,881,476)	33,217 (0–95,281)
	2012	3808 (3345–4165)	1802 (1551–2052)	403 (291–503)	1,243,401 (0–2,932,491)	34,562 (0–99,161)
	2013	5396 (4741–5900)	2623 (2259–2986)	577 (417–721)	1,859,196 (0–4,380,135)	52,000 (0–148,832)

Um estudo feito em 16 cidades chinesas mostrou que um aumento de 0,35% de óbitos totais, 0,44% de óbitos por doenças cardiovasculares e 0,56% de óbitos por doenças respiratórias está associada a um aumento de 10 μg/m³ em uma média móvel de 2 dias de PM10 e observou-se também que os grupos da população mais vulneráveis são as mulheres, pessoas idosas e pessoas com baixa escolaridade (CHEN, Renjie, KAN, *et al.*, 2012).

Na cidade de Jinan, foi observada uma relação positiva entre o aumento da concentração de PM2.5 e PM10 e o aumento de hospitalização por exacerbação aguda de doença pulmonar obstrutiva crônica, acidente vascular cerebral e infarto do miocárdio, assim como o aumento do risco de hospitalização por acidente vascular cerebral e infarto do miocárdio com o aumento incremental das concentrações SO2, NO2 e O3 (CHEN, CAI, WANG, *et al.*, 2019).

Segundo Matus *et al.* (2012), a poluição atmosférica na China interfere substancialmente na economia do país, com os níveis de concentração de ozônio e PM10 acarretando perda de consumo em US$ 16–69 bilhões (ou 7–23%) e perda de bem-estar em US$ 22–112 bilhões (ou 5-14%). A perda econômica total devido à mortalidade e morbidade causada pela poluição do ar na região do delta do Rio das Pérolas atingiu o valor estimado entre 14,768–25,305 bilhões de dólares em 2013, sendo as cidades de Guangzhou e Shenzhen com o maior custo de mortalidade, sendo superior a 2 bilhões de dólares nos quatro anos (2010-2013) (LU, YAO, *et al.*, 2016).

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Segundo estudos do World Energy Outlook (2021), os governos devem aplicar políticas para aumentar a competitividade da eletrificação na próxima década. A precificação de carbono, como o Comércio de Emissões da União Europeia, é um instrumento importante para acelerar a transição energética e a descarbonização da economia. A China se destaca como exemplo de programa relevante de tecnologias chaves nacionais, nos últimos anos tem estado no centro da transição para veículos elétricos, consequentemente suas metas de

combustível apresentam melhorias na economia e as ações de veículos de baixa emissão são um passo à frente.

Entretanto, a China também se destaca negativamente, a diferença entre as emissões de metano no Announced Pledges Scenario (APS) e Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE) em 2030 é particularmente grande, isso ocorre em grande parte porque cerca de 40% das emissões de metano de origem fóssil ocorrem em países com compromissos líquidos zero.

A China é consumidora e produtora de mais da metade do carvão do mundo hoje; segura a chave para as futuras tendências globais do carvão. Mais de 90% da demanda de carvão na China é suprida com produção doméstica, mas as importações desempenham um papel importante na fixação de preços por meio de arbitragem, especialmente nas regiões costeiras, e no preenchimento de algumas lacunas.

As importações de petróleo e gás natural devem crescer rapidamente na China. Planos estão em andamento para converter carvão a gás e derivados de petróleo para reduzir a dependência das importações. O carvão pode ser convertido em produtos químicos, gás natural e derivados de petróleo, mas essas instalações são de capital intensivo, exigem grandes quantidades de água e conduzem a níveis elevados de emissões de CO2. Essas tecnologias ganharam alguma atenção em países ricos em carvão fora da China, notadamente na Índia, todo o mundo é convertido em produtos químicos, líquidos e gases em 2030, dos quais a China responde por 70%.

Na APS a necessidade de reduzir drasticamente as emissões na China após 2030 significa que quaisquer investimentos em usinas de conversão de carvão antes de 2030 correm o risco de se tornarem ativos encalhados. Equipar as instalações com Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS) pode limitar esse risco.

Portanto, planejamento e gestão eficientes são necessários para que as emissões de CO2 sejam reduzidas. A China tem responsabilidade relevante na poluição atmosférica pois é o país que lidera a lista de emissor gases de efeito

estufa e mercúrio do mundo ameaçando a população chinesa, bem como a saúde global e a economia mundial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASIANLII. Environmental Protection Law of The People 's Republic of China. Laws of the People's Republic of China. Disponível em: <http://www.asianlii.org/cn/legis/cen/laws/eplotproc564/>. Acesso em: 15 Jan. 2022.

CHAN, C. K., YAO, X. "Air pollution in mega cities in China", Atmospheric Environment, v. 42, n. 1, p. 1–42, 1 jan. 2008. DOI:10.1016/J.ATMOSENV.2007.09.003.

CHEN, C., WANG, X., LV, C., *et al.* "The effect of air pollution on hospitalization of individuals with respiratory and cardiovascular diseases in Jinan, China", Medicine (United States), v. 98, n. 22, 2019. DOI: 10.1097/MD.0000000000015634.

CHEN, R., KAN, H., CHEN, B., *et al.* "Association of particulate air pollution with daily mortality: The China air pollution and health effects study", American Journal of Epidemiology, v. 175, n. 11, p. 1173–1181, 2012. DOI: 10.1093/aje/kwr425. .

CHEN, Yu Yu, Ginger Zhe Jin, Naresh Kumar, and Guang Shi. 2011. “The Promise of Beijing: Evaluating the Impact of the 2008 Olympic Games on Air Quality.” Disponível em: <https://doi.org/10.3386/w16907>.

DALBY, S. "Anthropocene Formations: Environmental Security, Geopolitics and Disaster:", Theory, Culture & Society, v. 34, n. 2–3, p. 233–252, 11 ago. 2015. DOI: 10.1177/0263276415598629. Disponível em: https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1177/0263276415598629. Acesso em: 5 fev. 2022.

JIANG, Y. "Foreign Direct Investment, Pollution, and the Environmental Quality:

A Model with Empirical Evidence From the Chinese Regions", The International Trade Journal, January 2015. DOI:10.1080/08853908.2014.1001538

KAN, H., LONDON, S. J., CHEN, G., *et al.* "Season, sex, age, and education as modifiers of the effects of outdoor air pollution on daily mortality in Shanghai, China: The Public Health and Air Pollution in Asia (PAPA) Study", Environmental health perspectives, v. 116, n. 9, p. 1183–1188, set. 2008. DOI: 10.1289/EHP.10851. Disponível em: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/18795161/>. Acesso em: 18 jan. 2022.

KARAGULIAN, F., BELIS, C. A., DORA, C. F. C., *et al.* "Contributions to cities' ambient particulate matter (PM): A systematic review of local source contributions at global level", Atmospheric Environment, v. 120, p. 475–483, 2015. DOI: 10.1016/j.atmosenv.2015.08.087. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2015.08.087>.

LSE - The London School of Economics and Political Science. Law on the Prevention and Control of Atmospheric Pollution. Climate Change Laws of the World. Disponível em: <https://climate-laws.org/geographies/china/laws/law-on-the-prevention-and-control-of-atmospheric-pollution>. Acesso em: 15 Jan. 2022.

LU, X., YAO, T., FUNG, J. C. H., *et al.* "Estimation of health and economic costs of air pollution over the Pearl River Delta region in China", Science of the Total Environment, v. 566–567, p. 134–143, 2016. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2016.05.060. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.05.060>.

MATUS, K., NAM, K. M., SELIN, N. E., *et al.* "Health damages from air pollution in China", Global Environmental Change, v. 22, n. 1, p. 55–66, 2012. DOI: 10.1016/j.gloenvcha.2011.08.006. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2011.08.006>. Acesso em: 20 jan. 2022.

NIU, Y., CHEN, R., KAN, H. "Air Pollution, Disease Burden, and Health Economic Loss in China", Advances in experimental medicine and biology, v. 1017, p. 233–242, 2017. DOI: 10.1007/978-981-10-5657-4_10. Disponível em:

<https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/29177965/>. Acesso em: 21 jan. 2022.

OECD. The economic consequences of outdoor air pollution. [S.l: s.n.], 2016. Disponível em: <www.oecd.org/environment/the-economic-consequences-of-outdoor-air-pollution-%0A9789264257474-en.htm>. Acesso em: 20 jan. 2022.

PANDEY, A., BRAUER, M., CROPPER, M. L., *et al.* Health and economic impact of air pollution in the states of India: the Global Burden of Disease Study 2019, The Lancet Planetary Health, v. 5, n. 1, p. e25–e38, 2021. DOI: 10.1016/S2542-5196(20)30298-9.

PETTIT, David. China's New Environmental Law and the U.S. Clean Air Act. Disponívelem:<https://www.nrdc.org/experts/david-pettit/chinas-new-envirotal-law-and-us-clean-air-act>. Acesso em: 14 Jan. 2022.

QIAN, Z., HE, Q., LIN, H. M., *et al.* "Association of daily cause-specific mortality with ambient particle air pollution in Wuhan, China", Environmental Research, v. 105, n. 3, p. 380–389, 1 nov. 2007. DOI: 10.1016/J.ENVRES.2007.05.007.

STEFFEN, W., CRUTZEN, P. J., MCNEILL, J. R. "The Anthropocene: Are Humans Now Overwhelming the Great Forces of Nature", A Journal of the *Sci. Technol.* 2010, 44, 7, 2228–2231. Disponível em:<https://doi.org/10.1021/es903118j>.

STEFFEN, W., ROCKSTRÖM, J., RICHARDSON, K., *et al.* "Trajectories of the Earth System in the Anthropocene", Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, v. 115, n. 33, p. 8252–8259, 14 ago. 2018. DOI: 10.1073/PNAS.1810141115/-/DCSUPPLEMENTAL. Disponível em: <https://www.pnas.org/content/115/33/8252>. Acesso em: 5 fev. 2022.

TANTRI, M. L. "Trajectories of China's Integration with the World Economy through SEZs: A Study of Shenzhen SEZ:", China Report, v. 49, n. 2, p. 227–250, 23 ago. 2013. DOI: 10.1177/0009445513491526. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1177/0009445513491526?journalCode=chra>.

US EPA. Evolution of the Clean Air Act. [S.d.]. Disponível em: https://www.epa.gov/clean-air-act-overview/evolution-clean-air-act. Acesso em: 1 fev. 2022.

VENNERS, S. A., WANG, B., PENG, Z., *et al.* "Particulate matter, sulfur dioxide, and daily mortality in Chongqing, China.", Environmental Health Perspectives, v. 111, n. 4, p. 562, 1 abr. 2003. DOI: 10.1289/EHP.5664. Disponível em: </pmc/articles/PMC1241445/?report=abstract>.

WHO REGIONAL OFFICE FOR EUROPE OECD. "Economic cost of the health impact of air pollution in Europe: Clean air, health and wealth.", European Environment and Health Processes, p. 1–54, 2015.

XIE, Z. "China's historical evolution of environmental protection along with the forty years' reform and opening-up", Environmental Science and Ecotechnology, v. 1, p. 100001, 2020. DOI: 10.1016/j.ese.2019.100001. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ese.2019.100001>.

XU, X., GAO, J., CHEN, Y. "Air pollution and daily mortality in residential areas of Beijing, China", Archives of environmental health, v. 49, n. 4, p. 216–222, 1994. DOI: 10.1080/00039896.1994.9937470. Disponível em: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/8031176/>.

ZHANG, Z. "Rural Industrialization in China: From Backyard Furnaces To Township and Village Enterprises", East Asia, v. 17, p. 61–87, 1999.

ZHENG *et al*. Pollution Paradox? The Political Economy of Environmental Inspection and Air Pollution in China. Energy Research & Social Science (2020). Disponível em:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101773>. Acesso: 10 Jan. 2021.

A REGULAÇÃO POR INCENTIVOS E A EVOLUÇÃO DAS PERDAS NAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Luis Carlos Carrazza[1]; Marcelo Hlebetz de Souza[1]

[1]*Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*

RESUMO

A energia elétrica medida pelas distribuidoras nas unidades consumidoras é inferior à energia recebida dos agentes supridores, sendo essa diferença denominada perdas, que podem ser técnicas - inerentes à natureza de transporte da energia elétrica – ou não técnicas (perdas comerciais) - oriundas principalmente da fraude e furto de energia elétrica. As perdas não técnicas reduzem o mercado regular, diminuindo o rateio dos custos; aumentam diretamente (pelo percentual de perdas regulatório considerado) e indiretamente (pelos investimentos e custos operacionais) as tarifas, além de encorajar o consumo não consciente (pressionando ainda mais a expansão da geração) e deteriorar a qualidade da rede/serviço. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por dimensionar o percentual regulatório dessas perdas na tarifa, o que não é trivial, dado a existência de 51 concessionárias de distribuição no país, com características bem distintas. Este artigo contextualiza a metodologia de perdas não técnicas e seus aperfeiçoamentos ao longo dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTPs). Investiga-se também a evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias das distribuidoras de grande porte pelo período de 2008 a 2020, caracterizado pela adoção do modelo de regulação por incentivos, baseado na comparação das empresas. Conclui-se que os níveis reais de perdas não técnicas não reduziram na mesma proporção dos níveis regulatórios, seja pela ineficiência de algumas empresas (aspectos gerenciais) ou pela influência de fatores conjunturais, como crises econômicas e de segurança pública.

Palavras-chave: Perdas não técnicas; distribuidoras; metodologia; revisão tarifária periódica; tarifa; regulação por incentivos; Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

ABSTRACT

The amount of electricity measured by distribution companies is lower than the electricity received of the suppliers. This difference is named electricity losses, which can be technical – natural of the electricity transport system – or non-technical loss (commercial), mainly from fraud and energy theft. Non-technical losses reduce the regular market, reducing the apportionment of costs; increases directly (from the considered regulatory percentage) and indirectly (investments and operational costs) tariffs. Besides, it also encourages nonconscious consumption (pressuring expansion of energy supply) and deteriorate service quality indicators. The Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) is responsible for defining the regulatory amount of non-technical losses in the tariff, which is not trivial, considering that there are 51 distribution companies in Brazil. This article contextualizes non-technical losses' methodology throughout the Tariff Review Cycles. It also investigates the evolution of these losses, real and regulatory, in large distribution companies during the period from 2008 to 2020, characterized by the incentive regulation model adopted by ANEEL. It concludes that, in general, there was a reduction of non-technical losses for the period, but not in the same degree as the regulatory levels. This can be explained either due inefficiency of some companies and/or influence of conjunctural factors, such as economic and public security crises.

Keywords: Non-technical losses. Distribution Methodology. Periodic Tariff Review Cycle Tarif. Incentive regulation. Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL)

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica medida pelas distribuidoras nas unidades consumidoras é inferior à energia recebida dos agentes geradores, sendo essa diferença denominada de perdas. As perdas de energia elétrica podem ser técnicas - inerentes à natureza de seu transporte – ou não técnicas, decorrente de todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos (ligações clandestinas) ou fraudes de energia (adulterações nos medidores), popularmente conhecidas como “gatos”, irregularidades no faturamento, erros de medição, unidades consumidoras sem equipamentos de medição etc.

As perdas não técnicas são apuradas pela diferença entre as perdas totais (energia injetada menos mercado) e as perdas técnicas regulatórias (calculadas conforme as regras do Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST).

Segundo SMITH (2004), o furto e a fraude de energia estão relacionados aos indicadores governamentais, apresentando maiores problemas nos países com baixa *accountability*, instabilidade política, baixa eficiência governamental e elevados índices de corrupção.

Outro fator fundamental para o controle das perdas não técnicas (PNTs) é a gestão das distribuidoras, que ocorre por meio da aplicação de soluções técnicas, seja com custos operacionais e/ou investimentos (medidores blindados, inspeções, monitoramentos, capacitação dos empregados, reestruturação, entre outras).

Historicamente, as perdas de furtos e fraudes de energia elétrica constituem um grave problema para o setor elétrico brasileiro, pois está presente na tarifa de energia elétrica do consumidor, tornando-a maior, além de comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, encorajar o consumo não consciente (pressionando ainda mais a expansão da geração) e deteriorar a qualidade do serviço.

Atualmente, cabe ANEEL, observando os princípios regulatórios (modicidade tarifária, equilíbrio econômico-financeiro e prestação de serviço

adequado) e as características do sistema e da área de concessão, dimensionar o percentual regulatório de perdas não técnicas a ser reconhecido na tarifa, o que se trata de desafio, dado que 51 concessionárias de distribuição, com características bem distintas atuam no Brasil.

Os montantes reais de perdas não técnicas representaram, em 2020, cerca de 37,9 TWh enquanto os montantes regulatórios somaram 24,9 TWh (ANEEL, 2021).

2. OBJETIVO

Este artigo tem como objetivo contextualizar a metodologia de PNTs e seus aperfeiçoamentos no decorrer dos Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTPs), permitindo uma melhor compreensão de como essas perdas são definidas nas tarifas de energia. O segundo objetivo é avaliar se a evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias no Brasil ocorreu conforme a expectativa do órgão regulador ao adotar o modelo de regulação por incentivos, baseado em critérios de eficiência. Para isso, efetua-se também uma análise do comportamento das PNTs nas distribuidoras de grande porte pelo período de 2008 a 2020.

3. METODOLOGIA

A metodologia consiste em investigar o arcabouço teórico relacionado às PNTs, tais como produção acadêmica e documentos disponibilizados nas Audiências e Consultas Públicas pela ANEEL. Em seguida, utilizando a base de dados disponibilizada pela Agência, avalia-se a evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias em 34 concessionárias de grande porte[1] no Brasil pelo período de 2008 a 2020, indicando os resultados obtidos.

É importante mencionar que as perdas totais são obtidas por meio de um balanço energético, elaborado pelas distribuidoras, de entrada (energia

[1] Segundo o Submódulo 2.6A do PRORET, as concessionárias de grande porte atendem um mercado maior do que 700 GWh.

injetada) e saída (mercado), sendo que as técnicas regulatórias são estabelecidas sobre a energia injetada. A diferença entre os montantes das perdas totais e perdas técnicas resulta nas perdas não técnicas, que são homologadas sobre o mercado de baixa tensão faturado. Ademais, os valores das perdas utilizadas neste artigo foram obtidos a partir do ano civil, sendo, portanto, diferentes dos considerados nos processos tarifários pela ANEEL.

4. O TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS

As perdas técnicas e não técnicas regulatórias eram consideradas nas tarifas antes do Novo Modelo do Setor Elétrico (2004) e desde então são definidas nas revisões tarifárias das distribuidoras, que ocorrem a cada 4 ou 5 anos, chamados de ciclos tarifários.

No 1º CRTP (2003-2006), a ANEEL propôs uma metodologia simplificada, adotando, regra geral, a média histórica de cada uma das distribuidoras com a análise de especificidades das áreas de concessão.

A metodologia regulatória das perdas não técnicas sofreu alterações significativas no 2º CRTP (2007-2010). A Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL baseou-se no referencial teórico da regulação por incentivos[2], adotando uma proposta de definição das perdas por meio da comparação de desempenho das distribuidoras e trajetória de redução. Para isso, estabeleceu-se o ponto de partida (referencial regulatório inicial a ser considerado no ano da revisão da empresa) e o ponto de chegada ao final do ciclo tarifário. Regra geral, foi considerado como ponto de partida o mínimo histórico das perdas não técnicas observadas nos quatro anos anteriores. Já o ponto de chegada foi obtido a partir das melhores práticas verificadas na comparação das empresas (*benchmark*).

Como as concessionárias atuam em áreas de concessão heterogêneas, com especificidades próprias, tais como mercado, densidade geográfica e

[2] Referenciais teóricos: SHLEIFER (1985), SMITH (2004), ARAUJO (2007), além de estudos encomendados pelas distribuidoras, tais como o estudo desenvolvido pela FGV/UFF para a Ampla (atual Enel RJ).

variáveis socioeconômicas, a comparação somente seria possível caso essas diferenças fossem consideradas. Assim, partindo da premissa de que as variáveis socioeconômicas exercem grande influência sobre os níveis de perdas não técnicas, foi desenvolvido um *ranking* de complexidade socioeconômica, a partir dos resultados de um modelo econométrico[3], que permitiu a comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição nesse *ranking*[4].

Para a distribuidora cuja perda não técnica regulatória será estabelecida (em processo de revisão), esse modelo identifica a existência de uma empresa de referência (*benchmark*), que normalmente se situa em área de maior complexidade socioeconômica, mas que pratica perdas menores do que a distribuidora em análise. As perdas não técnicas do *benchmark*, empresa mais eficiente no combate às perdas, são ponderadas com as perdas não técnicas da distribuidora em processo de revisão, conforme a probabilidade de comparação entre elas estimada pelo modelo econométrico, resultando no ponto de chegada. Assim, definidos o ponto de partida e chegada, estabelece-se uma trajetória de redução das perdas não técnicas regulatórias ao longo do ciclo tarifário. Nos casos em que o ponto de partida estivesse distante da chegada, foram definidos limites de redução.

O incentivo em reduzir as perdas não técnicas é intrínseco, ou seja, as distribuidoras devem atuar sempre no sentido de reduzir as PNTs, independentemente do nível regulatório estabelecido, seja para reduzir prejuízos – quando as perdas reais estiverem acima da regulatória ou auferir ganhos – quando acontecer o oposto.

A regulação por incentivos adotada pela ANEEL sinalizou que eventuais negligências ou ineficiências das distribuidoras no combate às perdas não seriam mais repassadas às tarifas, limitando apenas aos níveis regulatórios

[3] O modelo de análise de regressão foi o de Dados em Painel com Efeitos Aleatórios. As variáveis utilizadas foram: violência, desigualdade, precariedade (domicílios subnormais) e infraestrutura.

[4] Pressupõe-se que as concessões situadas em áreas de maior complexidade socioeconômica deveriam possuir maiores índices de perdas não técnicas.

considerados eficientes. A expectativa era que a introdução dos mecanismos teóricos da regulação por incentivos, com sinalização econômica, contribuiria para a redução das PNTs no país.

A metodologia do 3º CRTP (2011-2014), conforme Nota Técnica nº 298/2011-SRE/ANEEL, manteve a essência do 2º CRTP, porém, com aperfeiçoamentos, tais como o uso da média de três modelos econométricos para se medir a complexidade socioeconômica[5]; flexibilização do ponto de partida quando observado distanciamento da perda praticada e a regulatória e definição de limites discretos na trajetória de redução regulatória das perdas não técnicas, conforme a complexidade socioeconômica, nível de perdas não técnicas e porte das concessionárias.

Já no 4º CRTP (2015-2021), utilizou-se a abordagem dos ciclos anteriores, com ajustes e atualização das variáveis do modelo econométrico[6]. Adicionalmente, introduziu-se mecanismos específicos para as concessionárias com níveis considerados baixos de perdas não técnicas[7], flexibilizando o ponto de partida dessas distribuidoras e não estabelecendo trajetória de redução. Houve também tratamento diferenciado para as distribuidoras situadas na parte superior do *ranking* de complexidade. Por fim, os limites de trajetórias de redução foram definidos conforme nível regulatório de perdas não técnicas e o porte da concessionária, utilizando-se um critério de redução contínua ao invés de discreto, que havia no 3º CRTP (Nota Técnica 106/2015-SRE/ANEEL).

Por fim, a atualização recente da metodologia de perdas não técnicas[8], considerou 138 modelos econométricos para a construção do ranking de complexidade, além de flexibilizar o método de cálculo do ponto de partida (média ponderada das perdas reais e da meta regulatória), e aperfeiçoar os

[5] As variáveis utilizadas foram: violência, desigualdade, precariedade, infraestrutura e inadimplência.

[6] As variáveis utilizadas foram: violência; pobreza, desigualdade, precariedade, infraestrutura, inadimplência e baixa renda no mercado BT.

[7] Perdas não técnicas de 7,5% sobre o mercado de baixa tensão medido para distribuidoras de grande porte e 2,5% de pequeno porte, obtidos com base nas melhores práticas.

[8] Consulta Pública nº 29/2020 - Nota Técnica n° 99/2021-SRM/SGT/ANEEL.

limites da trajetória de redução. Além disso, o ponto de chegada, quando maior do que o ponto de partida, passa a ser o referencial regulatório, sem análise complementar, não tendo trajetória de redução.

5. A EVOLUÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS NO BRASIL

A Figura 1 demostra a evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias no Brasil, no período de 2008 a 2020.

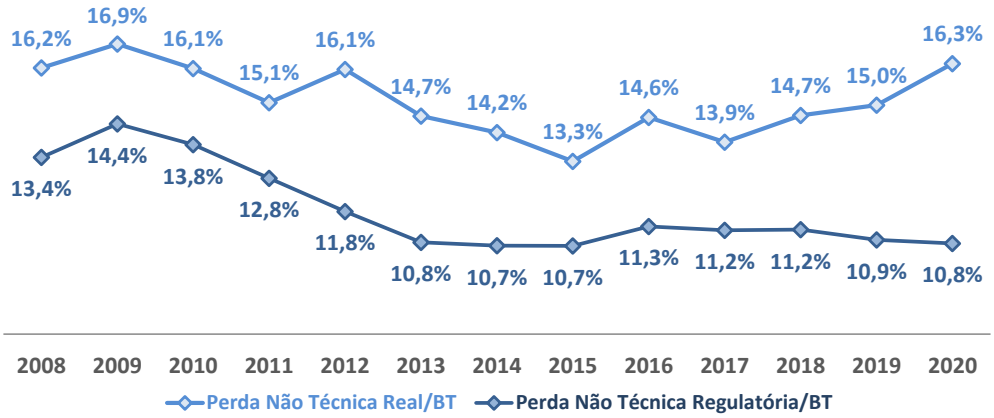


Figura 1 – Perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão faturado – BRASIL

Observa-se que as perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado sofreram significativa redução de 2009 a 2015, de 14,4% para 10,7%, enquanto as perdas reais também apresentaram queda na mesma proporção, reduzindo de 16,9% para 13,3%. De 2015 a 2020, as perdas não técnicas regulatórias permaneceram praticamente constantes, com um pequeno aumento em 2016[9], voltando ao patamar de 2015 em 2020 (10,8%). Já as perdas reais se elevaram para 16,3% em 2020.

As distribuidoras de grande porte são responsáveis por quase a totalidade das perdas não técnicas no Brasil devido ao tamanho do mercado e a

[9] O aumento das perdas não técnicas regulatórias em pode ser explicado pela Lei nº 13.299/2016, que elevou as perdas da Amazonas, CEA e Roraima (REH 2.186/2016), e pela Lei nº 13.360/2016, que tratou das concessionárias designadas (Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre), cujas perdas foram homologadas pela REH 2.349/2017.

complexidade de se combater as perdas. A figura 2 demonstra a representatividade das perdas não técnicas reais de 35 distribuidoras de grande porte, e seus respectivos mercados de baixa tensão, no ano de 2020.

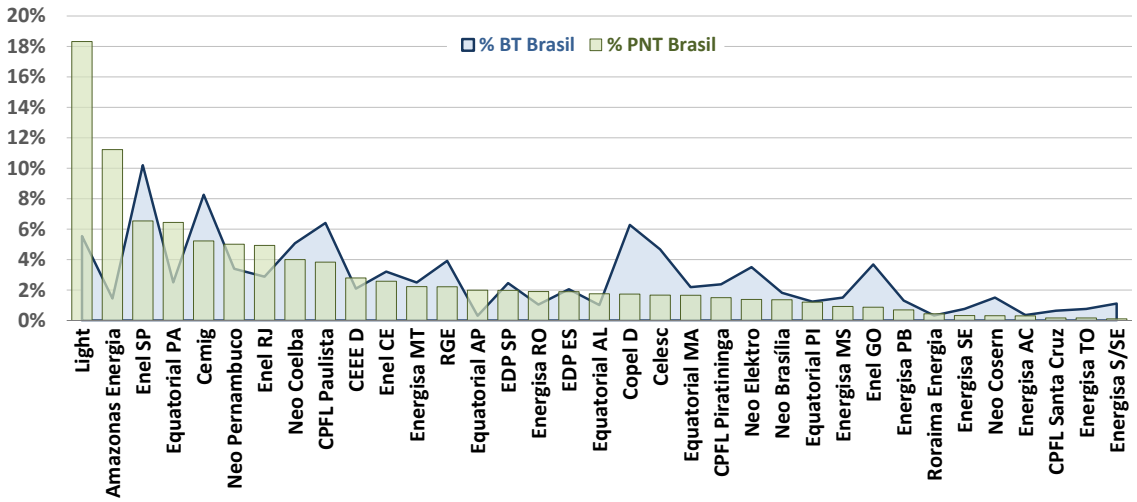


Figura 2 – Perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão faturado – BRASIL

Nota-se a elevada concentração das perdas não técnicas (PNT/Brasil) em poucas concessionárias. As dez distribuidoras com maiores montantes de perdas representam 68,9% das perdas no Brasil, porém observa-se que empresas como Enel SP, Cemig D e CPFL Paulista estão neste grupo, principalmente, por possuírem os maiores mercado de baixa tensão do país.

As figuras a seguir apresentam as perdas não técnicas, reais e regulatórias, para os anos de 2008 e 2020, e seu respectivo grau de complexidade indicado no PRORET, para as distribuidoras de grande porte, subdivididas por grupos de complexidade[10].

[10] As distribuidoras Roraima Energia (inconsistência de dados), Energisa Sul Sudeste e CPFL Santa Cruz (perdas muito baixas) não foram plotadas nas figuras.

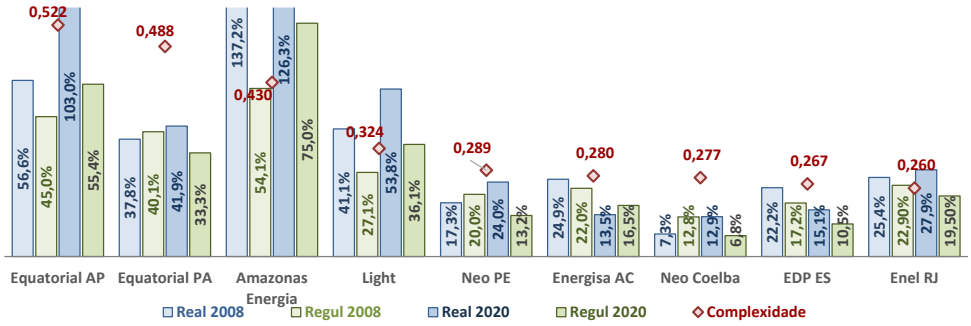


Figura 3 – 1º Quartil Complexidade

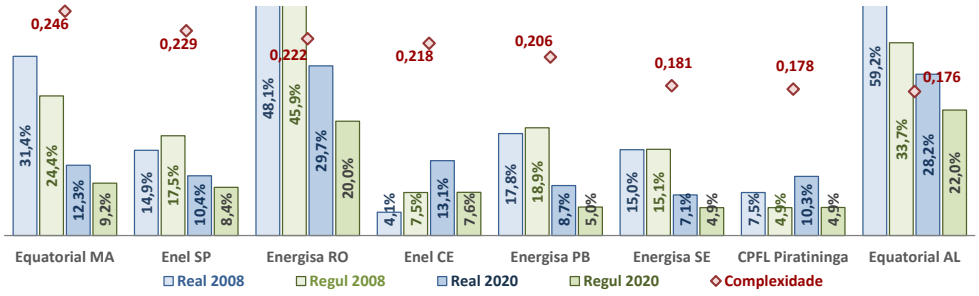


Figura 4 – 2º Quartil Complexidade

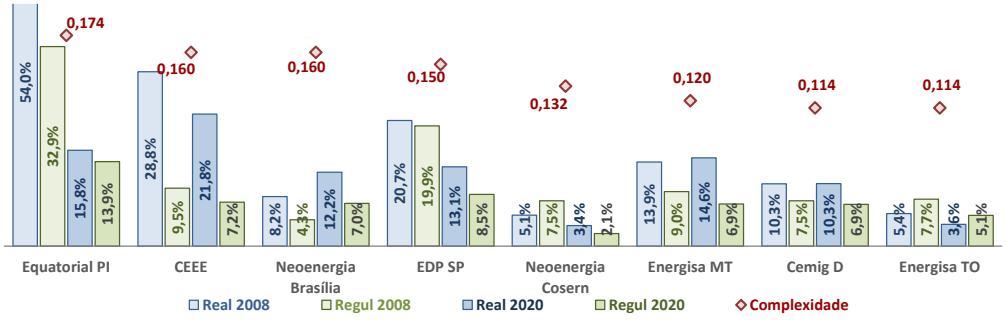


Figura 5 – 3º Quartil Complexidade

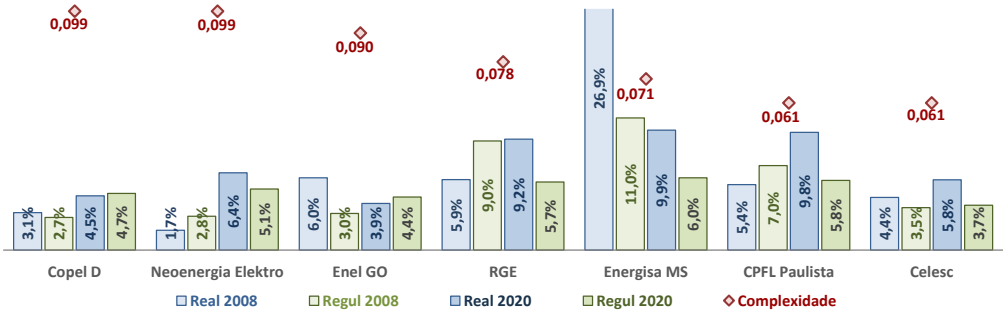


Figura 6 – 4º Quartil Complexidade

Observa-se, de maneira geral, redução ou manutenção das perdas não técnicas regulatórias em 23 empresas, não obstante a redução das perdas reais terem sido verificadas em 17 distribuidoras. Nota-se também que a maioria dessas concessionárias não alcançaram os patamares regulatórios estabelecidos, resultantes de critérios de eficiência, indicando glosa regulatória.

Ademais, não se observa um comportamento uniforme no comportamento das perdas, variando bastante conforme a complexidade socioeconômica, os níveis já praticados e o desempenho de cada concessionária. Aspectos conjunturais, como crises econômicas, de segurança pública ou saúde (Covid), podem ter impactado as PNTs das distribuidoras.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia do tratamento regulatório das PNTs definida pela ANEEL a partir do 2º CRTP, baseada nos princípios da regulação por incentivos, permitiu que o órgão regulador estabelecesse, de modo geral, níveis regulatórios de perdas não técnicas decrescentes, resultantes do modelo de comparação das empresas.

A avaliação da evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias no Brasil, de 2008 a 2020, indica que os níveis reais das perdas não reduziram na mesma proporção dos regulatórios, seja pela ineficiência de algumas empresas em responder ao incentivo (aspectos gerenciais) ou até mesmo pela influência de fatores conjunturais.

A avaliação da evolução das perdas de 32 distribuidoras, de 2008 a 2020, indica que os resultados apresentados foram satisfatórios: 23 reduções ou manutenção de PNTs regulatórias (critérios de eficiência ANEEL) e 17 de PNTs reais (gestão das distribuidoras), indicando que os resultados efetivos contribuem para a modicidade tarifária.

Por fim, é importante que o reconhecimento de perdas não técnicas na tarifa de energia elétrica seja compreendido pela sociedade e avaliado com atenção, não somente pelas distribuidoras, mas também pelos consumidores de energia elétrica, que arcam, em parte, com esse prejuízo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, de 11/11/2008, disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2008338_342.pdf>. Acesso em 02/01/2022

ANEEL. Nota Técnica nº 298/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011, disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em 03/03/2022

ANEEL. Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL, de 22/04/2015, disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nota_tecnica_pnt_30.4.pdf>. Acesso em 04/05/2022.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.Acesso em 22/04/2022.

ANEEL. Regras e Procedimentos de Distribuição – PRODIST, disponível em:<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em 22/05/2022.

ANEEL. Voto. 46ª reunião pública da Diretoria, de 07/12/2021., disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021958_1.pdf>. Acesso em 05/05/2022.

ANEEL. Relatório de Perdas de Energia Elétrica na Distribuição – 01/2021, disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>. Acesso em 05/05/2022.

ARAUJO, A. C. M. Perdas e Inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil, 2006. Tese Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Rio de Janeiro, 2006.

SHLEIFER, A. A *Theory of Yardstick Competition*. In: The RAND *Journal of Economics*, Vol. 16, No. 3. Autumn, 1985, pp. 319-327.

SMITH, T.B. *Electricity theft: a comparative analysis. Energy Policy* 32, 2004, pp. 2067–2076.

A UTILIZAÇÃO DE ADITIVOS BIODEGRADÁVEIS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO: UMA ALTERNATIVA DE SUSTENTABILIDADE PARA A INDÚSTRIA ENERGÉTICA

Camilo Andrés Guerrero Martin[1]; Vinicius Frantinne Brito Alves[1]; Larissa Silva da Silveira[1]; Marcelo Santos Amaral[1]; Vando José Costa Gomes[1]

[1]*Universidade Federal do Pará*

RESUMO

Os fluidos de perfuração são comumente aditivados com diferentes tipos de substâncias, que além de serem danosas e tóxicas ao meio ambiente oferecem riscos à saúde dos trabalhadores. Mesmo com o tratamento adequado do fluido o descarte pode ocasionar um desequilíbrio ecológico. Com o aumento da preocupação das indústrias com a questão ambiental é essencial que uma nova solução seja desenvolvida. Nesse sentido, o avanço da tecnologia e a consciência ambiental possibilita o reaproveitamento de resíduos sólidos biodegradáveis para desenvolver fluidos de perfuração com a mesma eficiência e menor impacto ambiental dos aditivos já utilizados. Sendo assim, o objetivo deste trabalho foi reunir os melhores resultados obtidos na formulação de fluidos compostos por resíduos biodegradáveis e diminuir os custos de perfuração. A operação de perfuração é uma das operações mais caras da indústria do petróleo. Vale ressaltar que o custo do fluido de perfuração representa 15-30% das operações de perfuração. Foi realizada uma revisão bibliográfica de artigos que abordassem a utilização de aditivos biodegradáveis nas lamas de perfuração de poços de petróleo. Posteriormente, foi feita uma matriz de análise de sustentabilidade onde se observa o ciclo de vida de produtos que anteriormente eram descartados.Com base nos artigos estudados e na matriz de análise de sustentabilidade feita, verificou-se que a utilização de resíduos sólidos ainda são poucos utilizados na indústria. Porém, os testes reológicos realizados com resíduos sólidos demonstraram ser de boa performance para o controle e perda de filtrado; formação de reboco fino e impermeável; diminuição

do peso da lama, propriedades reológicas (diluente) e resistividade; aumento da viscosidade, ponto de escoamento e força gel; e redutor de ph.

Palavras-chave: Fluido de perfuração, aditivos biodegradáveis, e meio ambiente.

ABSTRACT

Drilling fluids are commonly mixed with different types of substances, which are not only harmful and toxic to the environment, but also pose health risks to workers. Even with the proper treatment of the fluid, its disposal can cause an ecological imbalance. With the increasing concern of industries with the environmental issue, a new solution must be developed. In this sense, the advancement of technology and environmental awareness enables the reuse of biodegradable solid waste to develop drilling fluids with the same efficiency and less environmental impact of the additives already in use. Thus, the objective of this work was to gather the best results obtained in the formulation of fluids composed of biodegradable waste and reduce the costs of drilling. The drilling operation is one of the most expensive operations in the oil industry. It is worth noting that the cost of drilling fluid represents 15-30% of drilling operations. A literature review of articles addressing the use of biodegradable additives in oil well drilling muds was conducted. Subsequently, a sustainability analysis matrix was made where the life cycle of products that were previously discarded, such as cashew nut shells or banana peels, were observed and would be a great supplement to drilling fluids, improving different technical parameters of the mud. Based on the articles studied and the sustainability analysis matrix made, it was found that the use of solid waste is still little used in the industry. However, the rheological tests were performed with waste. However, the rheological tests performed with solid waste showed good performance for filtrate control and loss; formation of thin and waterproof grout; decrease in mud weight,rheological properties (diluent) and resistivity; increase in viscosity, pour point and gel strength; and ph reducer.

Keywords: Drilling fluid, biodegradable additives, and the environment.

1. INTRODUÇÃO

Segundo THOMAS (2004), os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem ser assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Podendo ser, além disso, à base de água, óleo e ar. Ainda segundo o autor, os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir a perfuração rápida e segura e para isso algumas características devem ser asseguradas por meio de aditivos. Os aditivos químicos convencionais usados no controle das propriedades do fluido de perfuração têm uma séria desvantagem sobre o meio ambiente e a segurança do pessoal. Os aditivos comercialmente disponíveis não são biodegradáveis e têm impactos negativos quando lançados no meio ambiente. Assim, há uma grande necessidade de novos aditivos de fluido de perfuração biodegradáveis ecologicamente corretos que podem ajudar a controlar as propriedades do fluido de perfuração com os menores efeitos sobre o meio ambiente e a saúde dos trabalhadores (Al-Hameedi et al., 2019).

Além disso, o custo desses produtos químicos é alto. Os aditivos químicos de fluido de perfuração mais nocivos são cal, hidróxido de sódio, lignosulfonato, cromo linhita e soda cáustica (Al-Hameedi et al., 2020). De acordo com o anuário estatístico da Food and Agriculture Organization (2016), a indústria de amendoim é a que mais produz resíduos agroindustriais no planeta.Sendo assim, produtos como casca de banana, casca de batata, goma de xantana, casca de amendoim, e grama são interessantes para a formulação de aditivos, pois além de serem biodegradáveis, são restos que seriam descartados, o que os torna uma opção mais barata.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Propriedades dos fluidos de perfuração

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas mais importantes são: densidade, viscosidade, parâmetros reológicos, força gel, parâmetros de filtração e espessura do reboco,

yield point e teor de sólidos. As propriedades químicas mais importantes são: o pH, teores de cloreto e bentonita, e a alcalinidade (THOMAS, 2004).

2.1.1 Uso de casca de banana como aditivo

Segundo Al-Hameedi *et al* (2019), um teste piloto de fluido de perfuração foi desenvolvido usando casca de banana como seu principal aditivo com objetivo de reduzir a perda de filtrado, reboco, níveis de pH e aumentar as propriedades reológicas. As cascas de banana foram coletadas em residências, cortadas em tamanhos pequenos, os pedaços foram colocados no forno a 80° por uma hora, em seguida foram deixados em espaço seco por 14 dias a fim de mitigar o efeito de bactérias, depois foram colocados novamente no forno nas mesmas condições anteriores para garantir uma secagem completa e finalmente foram moídos até se tornarem um pó fino. Foram desenvolvidos fluidos de perfuração com várias concentrações de Pó Casca de Banana que foram adicionados a um fluido de referência (RF) que também foi preparado adicionando 0,1 gm de soda cáustica (NaOH) e 36 g de bentonita para 600 cc de água. As concentrações de Pó de Caca de Banana foram de 1% (6 gm), 2% (12%) e 3% (18%) que foram adicionadas de forma separada e por final foram realizados testes em cada concentração a fim de investigar os efeitos do Pó da Casca de Banana nas propriedades físicas e químicas do fluido de referência. Levando em consideração resultados anteriores feitos por teste padrão API de fluidos de perfuração, o Pó de Casca de Banana melhorou consideravelmente as características de filtração e as propriedades reológicas. No entanto, os níveis de pH, teor de cálcio e as resistividades foram reduzidos devido ao uso de Pó de casca de Banana ao compará-los com o fluido de referência.

Por outro lado, López et al (2019), desenvolveu um aditivo usando o pseudocaule da banana com objetivo de controlar a perda de circulação dos fluidos de perfuração e ter um destino para esse resíduo que não seja o lixo. O primeiro passo foi a lavagem do pseudocaule para remover poeira e detritos, depois foi cortado em pedaços, e colocado para secar. A secagem aconteceu em estufa por 24 horas a uma temperatura de 60°C, ao final do tempo de

secagem, a amostra foi moída, e foram obtidos diferentes tamanhos de partículas. Uma vez obtido o pó, este foi peneirado em diferentes tamanhos, fino (<75μm), médio (75-250μm) e grosso (250-880μm). O estudo foi feito desenvolvendo 7 amostras de fluidos de perfuração à base de água baseados no padrão API RP13-1B (American Petroleum Institute, 2009). Todas as amostras foram preparadas com 15,0 g de Bentonita, 350 mL de água destilada, 0,25 g de Hidróxido de Sódio, 0,25 g de Carbonato de Sódio. Além disso, foi utilizada uma amostra sem nenhum aditivo, que foi chamada de lama de base (LB), 3 gramas (0,8% em peso) do aditivo de pseudocaule de banana foram usados em diferentes tamanhos de partícula (M3); um aditivo comercial chamado celulose polianiônica (PAC) e amido de banana também foram usados para preparar amostras individuais de lama e amostras em combinação com o aditivo. Os testes realizados foram os de viscosidade plástica, ponto de escoamento, gel point e filtragem. A amostra M3 que corresponde ao aditivo preparado com diferentes tamanhos de partículas de pseudocaule de banana, obteve uma diminuição na perda de fluido em 56%, em comparação com a lama de base, 38% em relação à celulose polianiônica (PAC) que é um aditivo para perda de circulação comercial e 17% em relação ao amido de banana. Amostra M5 corresponde a fluido preparado com 3 g de amostra de pseudocaule de banana e um grama de PAC, obteve diminuição na perda de fluido de 71% em comparação com a lama de base (LB), uma diminuição na 60% em comparação com a amostra M2 (1 g de PAC). O uso de PAC nas formulações resultou em aumento da viscosidade plástica das amostras M4 e M5, amostras e aumento da incidência no limite de escoamento das amostras M1 e M6, condição crítica, pois gera quedas de pressão por atrito durante a perfuração. O aditivo elaborado à base de pseudocaule de banana tem a vantagem de não alterar os parâmetros reológicos, como viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (PC), mantendo-os em valores baixos e semelhantes ao lodo de base (LB), o que é ideal para a perfuração, pois não aumenta a resistência por viscosidade e não promove queda de pressão por atrito.

2.1.2 Uso de gomas biodegradáveis como aditivos

Zhange *et al* (2015), realizaram o estudo de Modificação e aplicação de uma goma vegetal como aditivo de fluido de perfuração ecologicamente correto. A goma usada foi a Goma SP (do pessegueiro do sul da China) que é extraída da secreção de uma planta rosácea e é composta por L-arbinose (42,8%), D-galactose (35,7%), D-xilose (14,3%) e D-sedoheptulose (7,2%) [5]. Modificações foram feitas para melhorar seu desempenho como aditivo de fluidos de perfuração, a goma SP foi modificada com epicloridrina. A priori, água, NaOH e goma SP foram misturadas e agitadas até atingirem um ponto de gel homogêneo, então a epicloridrina foi adicionada e assim a mistura foi aquecida por 6 horas. Em seguida o gel foi resfriado e o pH da mistura foi corrigido com ácido acético. Por fim, o solvente foi removido e o resíduo foi seco para dar origem a Goma SP Modificada (MSP). Foram realizados testes de reologia, teste de dilatação linear de argila e teste de imersão de bola de lama. Os resultados mostraram que a melhor modificação feita foi a da razão de massa da reticulação agente 56,40g/100g goma SP com pH 10 na temperatura de 50°C e o MSP mostrou melhores propriedades reológicas e de perda de filtrado do que a goma SP e ainda que a inibição da argila do MSP é superior ao silicato de sódio. Por fim, os experimentos de imersão de bola de lama mostraram que o MSP é alto inibidor da hidratação e ondulação da lama.

Akpan *et al* (2019), propuseram um estudo experimental comparando os efeitos de um biopolímero ecologicamente correto, Goma Diutana que é um polímero biofermentado produzido por uma bactéria do gênero Sphingomonas e que em baixas concentrações gera alta viscosidade [7], e Goma de Xantana em uma uma lama bentonítica de perfuração à base de água. Foram formuladas diferentes composições de lama com biopolímeros, bentonita, água e cloreto de sódio (NaCl). As funções dos biopolímeros eram fornecer viscosidade e controle de perda de filtrado e o Cloreto de sódio foi usado como um contaminante de fluido. A quantidade de bentonita usada foi de 10,5 lbm com concentração de 3% p/v. Foram preparadas formulações com 2 lbm de goma de xantana, com 1 lbm de goma de xantana, e com 1 lbm de goma diutana. As propriedades

reológicas de todas as formulações passaram por testes usando viscosímetro após aquecimento a 25°C, 100°C e 120°C por 16 horas, a perda de filtrado e a torta de lama foram medidas usando a prensa. Os resultados apresentam melhor desempenho das propriedades do fluido quando se tem uma combinação da goma diutana e da goma de xantana na proporção de 1:1 na lama bentonítica à base de água. Além disso, as formulações apresentam características favoráveis na construção do reboco. Dados experimentais também indicam redução nos valores de perda de fluido API para as lamas de bentonita à base de água contendo goma de xantana na presença de goma diutana após envelhecimento a 25°C, 100°C e 120°C por 16 h, respectivamente. Os resultados experimentais também mostram que a lama à base de bentonita contendo goma de xantana e goma diutana causariam menos danos à formação e era tolerante à contaminação com um cátion monovalente (Na+). A sinergia da goma xantana e da goma diutana pode, portanto, melhorar o desempenho de fluidos de perfuração à base de água [7].

2.1.3 Uso de casca de amendoim como aditivo

Al-Hameedi et al (2021), em seu trabalho aplicou a casca de amendoim em um fluido de perfuração para avaliar parâmetros físicos em relação a um fluido base. Para isso, foram coletadas casca de amendoim e realizados processos de secagem durante 3-4 dias. Em seguida, foram colocadas em um forno durante 45 minutos para finalizar a secagem. Para reduzir em pó a casca usou-se um processador, finalizando o preparo da amostra. Foi preparada uma lama de referência para entender o impacto de diferentes concentrações da casca de amendoim composta de 0,2 g de NaOH, 700 cm3 de água e 42 g de bentonita. Após isso, foi medido as propriedades reológicas e comparadas com a adição de três concentrações (0.75% (5.25 g), 1.5% (10.5 g) e 2.5% (17.5 g)) de peanut shell powder (PSP) ao fluido de perfuração.

Foi feito o envelhecimento da amostra com temperaturas elevadas utilizando um rolo dinâmico por 30 h em 79°C (175°F). Como resultado verificou-se que os aditivos de PSP diminuíram significativamente o YP, enquanto 0,75%

da concentração de PSP reduziu o YP em 50%, enquanto 1.5 e 2.5% dos aditivos PSP foram mais eficientes e minimizam o YP em 60% e 70%, respectivamente. Recomenda-se a utilização de concentrações de 0,5-1% de que o material PSP seja investido como um redutor de viscosidade durante a penetração de rochas para proporcionar melhor desempenho. Em outras palavras, o PSP pode entregar os mesmos objetivos que os aditivos diluentes convencionais podem alcançar no campo[8]. Foi verificado boas condições de agente de controle de filtrado em todas as concentrações de PSP. Em alta temperatura e pressão, os achados também foram bons em melhorar as especificações de espessura de reboco e perda de fluido, onde a introdução de 0.75%, 1.5% e 2.5% de aditivos PSP minimizou em 23%, 24% e 25%, respectivamente [8]. Sobre o pH, foi notado que após adicionar três concentrações de PSP, os resultados mostraram que a PSP diminuiu pH em comparação com o fluido de referência em 16%, 20% e 23% em concentrações de 0.75% 1.5% e 2.5% para condição envelhecida. Assim, os resultados experimentais demonstraram que os aditivos PSP podem reduzir a alcalinidade.

2.1.4 Uso de casca de batata como aditivo

Segundo o Artigo do Wami (2015), a casca de batata e a celulose polianiônica (PAC) foram estudadas e é feita uma análise de comparação entre elas adicionada nos fluidos de perfuração para saber seus benefícios. Os resultados dos testes mostraram a eficiência do amido de batata como um bom viscosificante (onde tinha só amido de batata, teve esforço mínimo para iniciar o fluxo de lama) e também um bom agente na perda de filtrado (formou entre 15 e 30 minutos mud cake na proporção de 1:1, 1.5:0.5 e evitou a perda de fluido significativa), além disso, a densidade da lama ficou de acordo com os padrões estabelecidos entre 7.0 e 9.0 ppg; a viscosidade plástica teve um aumento de 13,6% em relação ao aumento de 50% na concentração do amido de batata e o pH estava de acordo com padrão da lama variando 7.0 - 9.0, 7.0-9.1 e 0.83-1.09 respectivamente [6].

Do mesmo modo, no artigo Al-Hameedi (2019), teve avaliações no experimento dos diferentes valores de concentração de Potato Peel Powder (PPP) a 1% (6g), 2%(12g), 3%(18g) e 4%(24g) comparados com o valor da lama de perfuração de referência a base de água para se ter a avaliação das propriedades físicas e químicas dos fluidos. Os resultados se mostraram favoráveis no uso de PPP na formulação de lama sustentável, tendo um melhor desempenho em relação a lama de referência, tais como: menor impacto na densidade do fluido, que aumentou 0%, 0.23%, 0.46%, e 0.58% em relação 8,6 ppg da lama de referência, ou seja, é um material considerado leve; a viscosidade plástica teve o maior impacto com as concentração de 4% e 3% aumentando a resistividade ao fluxo de 0%, 14.28%, 28.75% e 42.85%; diminuição significante na resistência da força gel e YP com a concentração de 2%, 3% e 4%. O filtrado teve a diminuição com o tempo de 30 minutos a 12%, 20%, 28%, e 30% e o reboco também diminuiu bastante com a concentração 43.33%, 41.66%, 40%, e 40%, sendo um agente de redutor de perda de lama; a titulação química mostrou que teve redução da alcalinidade de filtrado; com o aumento da concentração de PPP teve o aumento do NaCl e a diminuição da resistividade.

2.1.5 Uso de casca grama no aditivo

Segundo Hossain e Wajheeuddin (2016), a grama foi utilizada no fluido de perfuração com diferentes tamanho e concentrações com água e bentonita. A grama secou por 7 dias no sol, depois foi posta no forno de extração de umidade e posteriormente pulverizado numa máquina de moagem. Através de uma da curva de distribuição de frequência de amostra e com analisador de partículas a laser revelou uma fração adequada para ser usado como aditivo, sendo que o teste mostrou que o tamanho médio da partícula finas é de 50% do peso líquido como 35 micrômetros, sendo um bom candidato. Na análise Fluorescência de Raio-X, mostrou-se a contribuição do Cálcio, Potássio e Cloro no peso líquido da amostra gramíneas e os elementos presentes são: Cálcio (53,80%), Potássio (19,83), Cloro (15%), Enxofre (3,89%), Silício (3,13%), Ferro

(2,46%), Fósforo (1,24%) e Manganês (0,12%). Esses compostos têm diferentes funções; a calcita é usada como inibidor em relação a xisto ativo, cloreto de cálcio como dispersante de argila, cloreto de potássio como agente de controle de alcalinidade, hidróxido de potássio como agente de acidez e o formato de potássio (CHKO2) como agente de pesagem. Já o Cloro geralmente é usado para limpeza de tubo de superfície. A sílica tem diversas funções: modificar densidade, força iônica, carga e etc. Tendo como objetivo que os elementos presentes na amostra tenham as mesmas propriedades no fluido de perfuração. A composição do sistema de fluido nos experimentos com aditivos de água e bentonita com quantidade de 350 ml de água e 22,5 de bentonita e grama: 0,25; 0,50; 0,75; 1,0 g, sendo que o tamanho de partículas varia de 300, 90 e 35 micrômetro. Os resultados mostraram que em todas as concentrações e tamanhos das partículas de grama contribuíram com a melhoria na viscosidade, resistência gel e filtração do fluido, sendo que a função da bentonita melhorou, pois teve a menor perda de filtrado. A partícula com 90 micrômetros teve uma diminuição de 23% na perda de filtrado, tendo um aumento significativo na viscosidade, ponto de escoamento e força gel, e com a concentração ideal de 1 ppb na partícula de grama. Já nas partículas de 35 micrômetro contribuiu para diminuir a perda de filtrado de 19% e a viscosidade, força gel e ponto de escoamento teve contribuição no incremento, tendo a concentração ótima de 0,75 ppb [8-10].

3. CONCLUSÃO

Nesse sentido, verifica-se boas oportunidades de imersão de aditivos biodegradáveis nos fluidos de perfuração. Visto que os resultados das propriedades reológicas dos fluidos elaborados foram satisfatórios como, diminuição do pH, perda de filtrado, viscosidade, boa espessura de reboco, dano menor a formação. A casca de banana e de amendoim obtiveram uma diminuição na perda de fluido em 56% e 25%, respectivamente. Foi notado que a lama à base de bentonita contendo goma de xantana e goma diutana causam menos danos à formação. Os resultados mais significantes foram o de grama no

qual mostrou que em todas as concentrações e tamanhos das partículas de grama contribuíram com a melhoria na viscosidade, resistência gel e filtração do fluido, sendo que a função da bentonita melhorou, pois teve a menor perda de filtrado por conta da grama . Dessa forma, a utilização de restos que seriam descartados são claramente bons candidatos para compor os fluidos de perfuração de acordo com o objetivo de qual parâmetro físico deseja-se ter.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. THOMAS, J.E., Fundamentos de Engenharia de Petróleo, editora Interciência, 2° edição, Rio de Janeiro, 2004, p. 80-81s.

2. AL- HAMEEDI, A. *et al*. Laboratory Study of Environmentally Friendly Drilling Fluid Additives Banana Peel Powder for Modifying the Drilling Fluid Characteristics in Water-Based Muds. *In:* the International Petroleum Technology Conference, Saudi Arabia, p. 1s-15s, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.2523/IPTC-19964-MS. Acesso em: 29 nov. 2021.

3. AL- HAMEEDI, A. *et al*. Environmental Friendly Drilling Fluid Additives: Can Food Waste Products be Used as Thinners and Fluid Loss Control Agents for Drilling Fluid?. *In:* Society of Petroleum Engineers Symposium. Malásia, p. 1s-15s, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.2118/195410-MS. Acesso em: 06 nov. 2021.

4. LÓPEZ, A. *et al*. Estudio de las propriedades reológicas de residuos de platano como bioativos en la preparacion de fluidos de perfuración. Investigaciones científicas y agrotecnológicas para la seguridad alimentaria. P.184-190s,2019. Disponivel em https://www.researchgate.net/publication/337756120.

5. ZHANGE, J. *et al*. Modification and Application of a Plant Gum as Eco-Friendly Drilling Fluid Additive. Iran. J. Chem. Chem. Eng. Vol. 34, No. 2, 2015.

6. Wami, E. et al. Drilling Mud Formulation Using Potato Starch(Ipomoea Batatas). In researchgate, 2015. Disponivel em:

(https://www.researchgate.net/publication/282075683_Drilling_Mud_Formulation_Using_Potato_StarchIpomoea_Batatas). Acesso em 27/01/2022.

7. AKPAN, E.; ENYI, G.; NASR, G. Enhancing the performance of xanthan gum in water- based mud systems using an environmentally friendly biopolymer. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1007/s13202-020-00837-0.

8. M. Enamul Hossain . Mohammed Wajheeuddin. The use of grass as an environmentally friendly additive in water-based drilling fluids . In researchgate, 2016. Disponível em: (https://www.researchgate.net/publication/299501427_The_use_of_grass_as_an_environmentally_friendly_additive_in_water-based_drilling_fluids. Acesso em: (20/12/2021).

9. AL- HAMEEDI, A. *et al*. Development of high-performance water-based drilling fluid using biodegradable eco-friendly additive (Peanut Shells). *In:* International Journal of Environmental Science and Technology, june 2021.Disponível em: https://doi.org/10.1007/s13762-021-03472-2. Acesso em: 01 dez. 2021.

10. Pereira, L. B., Sad, C. M., da Silva, M., Corona, R. R., dos Santos, F. D., Goncalves, G. R., ... & Lacerda Jr, V. (2019). Oil recovery from water-based drilling fluid waste. Fuel, 237, 335-343.

ABORDAGEM MULTICRITÉRIO PARA HIERARQUIZAÇÃO DE FONTES HIDRELÉTRICAS NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: A ÓTICA DO PLANEJADOR

Vanessa Cardoso de Albuquerque[1]; Rodrigo Flora Calili[1]

[1]*Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*

RESUMO

Entre 2020 e 2021, o Brasil enfrentou a pior crise hídrica desde 1930, e com 65% de sua matriz elétrica composta por hidroeletricidade, apresentou inseguranças no suprimento de energia. Considerando a ótica do planejador, o objetivo deste trabalho é hierarquizar fontes hidrelétricas com vistas a aumentar a confiabilidade do sistema, por meio de uma abordagem híbrida multicritério, que considere aspectos ambientais, técnicos e socioeconômicos. As fontes avaliadas são usinas hidrelétricas com reservatórios, pequenas centrais hidrelétricas, hidrelétricas a fio d'água e hidrelétricas reversíveis (UHR). Os resultados indicam o critério técnico como o mais relevante e a UHR como a fonte de melhor desempenho.

Palavras-chave: Método Multicritério de Apoio à Decisão, AHP-*fuzzy*-TOPSIS, Usinas Hidrelétricas, Confiabilidade.

ABSTRACT

Between 2020 and 2021, Brazil faced the worst water crisis since 1930, and with 65% of its electricity matrix composed of hydroelectricity, it presented insecurities in the energy supply. Considering the planner's view, the objective of this work is to rank hydroelectric sources, aiming to increase the electrical system reliability through a hybrid multicriteria approach that considers environmental, technical, and socioeconomic criteria. The evaluated energy sources are hydroelectric power plants with reservoirs, small hydroelectric plants, run-of-river hydroelectric plants, and pumped storage hydroelectric plants (PSH). The results indicated that the technical criterion was the most relevant and PSH the best performing source.

Keywords: Multicriteria Decision Making, AHP-*fuzzy*-TOPSIS, Hydroelectric Power Plants, Reliability.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui cerca de 83% de sua produção de energia elétrica baseada em fontes renováveis, muito acima da média global, pois sua principal fonte de energia são as usinas hidrelétricas, que representam 65% da potência instalada da matriz elétrica brasileira (EPE, 2021). O desenvolvimento da hidroeletricidade é uma importante estratégia para o alcance do Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 (ODS 7) da Agenda 2030, que trata do acesso à energia confiável, sustentável, moderna e a preço acessível para todos.

Entre 2020 e 2021, o país enfrentou a “maior crise hídrica dos últimos 91 anos” (ONS, 2021) e a pouca diversidade de sua matriz elétrica ocasionou em inseguranças no suprimento de energia. Para mantê-lo, termelétricas foram acionadas, aumentando o custo de produção e gerando consequências ambientais. Entre setembro de 2021 e abril de 2022, foi cobrada a bandeira de escassez hídrica para os consumidores brasileiros, que representou um aumento médio de 6,78% na conta de energia dos consumidores residenciais (ANEEL, 2021). Somado à crise hídrica, tem-se a redução da confiabilidade do sistema elétrico associada ao crescimento das fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, que torna necessária a busca por alternativas para minimizar este problema do sistema. Segundo o PDE 2030, estas fontes irão representar 15% da matriz elétrica brasileira até 2030.

O uso de hidrelétricas para fornecer eletricidade com impactos ambientais e socioeconômicos mínimos tem sido um assunto mundialmente debatido. Como alternativa às grandes usinas (UHE), surgiram as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), porém, alguns estudos (Kibler e Tullos, 2013; Bakken et al., 2014) avaliam se de fato elas são vantajosas em relação às UHE. Bakken et al. (2014) indica que, em âmbito ambiental, os projetos em pequena escala são desfavoráveis na maioria dos quesitos avaliados.

Projetos de usinas hidrelétricas envolvem múltiplas variáveis, e uma metodologia muito utilizada nesses casos são os métodos multicritério de apoio à decisão, que busca resultados ótimos em cenários complexos. Há muitos estudos que empregam métodos multicritério para avaliar usinas hidrelétricas, com grande parte visando definir a melhor localização para a sua implementação (Capilla, Carrión, Alameda-Hernandez, 2016), além daqueles que comparam diferentes fontes renováveis (Martins, 2017; Roehl Junior, 2020). Porém, poucos trabalhos apresentam uma comparação entre fontes hidrelétricas (Vinchurkar e Samtani, 2019), e geralmente o foco é apenas em aspectos ambientais, o que pode gerar viés.

Considerando a ótica do planejador, o objetivo deste estudo é hierarquizar fontes hidrelétricas com vistas a aumenta a confiabilidade do sistema, por meio de uma abordagem híbrida multicritério que considera aspectos ambientais, técnicos e socioeconômicos. As fontes avaliadas são usinas hidrelétricas com reservatórios (UHE), pequenas centrais hidrelétricas (PCH), usinas hidrelétricas a fio d'água (Fio d'água) e usinas hidrelétricas reversíveis (UHR).

2. TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES HIDRELÉTRICAS

Para a diferenciação das usinas hidrelétricas, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) utiliza a potência instalada. A seguir, são apresentados os conceitos de cada uma das fontes abordadas neste estudo.

2.1 Usinas hidrelétricas com reservatórios

As usinas hidrelétricas com reservatórios (UHE) são aquelas construídas com potência instalada superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW, desde que não se enquadrem como PCH, ou aquelas com potência instalada superior a 50 MW. Estas usinas são construídas com reservatórios de acumulação, que servem para guardar a água no período chuvoso para ser usada durante a seca (ANEEL, 2020).

2.2 Pequenas centrais hidrelétricas

As pequenas centrais hidrelétricas (PCH) têm potência instalada superior a 5 MW e igual ou inferior a 30 MW e área de reservatório de até 13 km² (ANEEL, 2020).

2.3. Usinas hidrelétricas a fio d'água

As usinas hidrelétricas a fio d'água (Fio d'água) têm reservatórios de acumulação suficiente para prover regularização diária ou semanal, ou utilizam diretamente a vazão do rio. Essas usinas não necessitam de uma grande área alagada, e no seu pequeno reservatório, a água que entra deve ser a mesma que sai, pois, o reservatório deve manter seu nível constante (ANEEL, 2011).

2.4. Usinas hidrelétricas reversíveis

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) são uma tecnologia de armazenamento que possui mecanismo de bombeamento de água de um reservatório no nível inferior para um superior. A água armazenada no reservatório superior durante o período de geração excedente flui para o inferior durante o período de maior demanda, gera energia potencial, e finalmente, energia elétrica. A UHR, apesar de ser uma tecnologia consagrada em todo o mundo, no Brasil ela ainda está em processo de pesquisa para implantação. Estudos elaborados nas décadas de 70 e 80 indicam que o país dispõe de elevado potencial para o seu desenvolvimento (EPE, 2021).

3. CRITÉRIOS E SUBCRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

A avaliação dos sistemas de energia elétrica é um processo importante para a tomada de decisão sobre a melhor fonte a ser implementada. No Brasil, a confiabilidade do fornecimento é um importante critério técnico (Martins, 2017), principalmente se tratando de um período de escassez hídrica, como o verificado entre 2020 e 2021. Os critérios e subcritérios são ferramentas que permitem avaliar, de forma analítica, os vários parâmetros de sistemas complexos, visando

à tomada de decisão, e sua seleção é a parte mais importante de uma avaliação multicritério, uma vez que devem permitir a comparação das alternativas em sua totalidade, sem gerar viés.

Para avaliação das fontes hidrelétricas, buscou-se na literatura documentos relevantes sobre métodos multicritério de apoio à decisão e fontes hidrelétricas. A base de dados utilizada foi a *Scopus*, e a pesquisa foi realizada utilizando as palavras-chave "multicritério", e seus acrônimos, e as demais relacionadas a cada uma das fontes hidrelétricas anteriormente elencadas. Com base nos 22 estudos obtidos na busca, na observação da Nota Técnica de Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2030 e nas opiniões de especialistas da área, foram definidos 3 critérios e 20 subcritérios, conforme Quadro 1.

Quadro 1 - Critérios e subcritérios considerados

Critério	Subcritério	Literatura
Ambiental	(A1) Área alagada por potência instalada (km²/MW)	EPE (2020)
	(A2) Perda de vegetação nativa por potência instalada (km²/MW)	
	(A3) Transformação do ambiente lótico em lêntico (km/MW)	
	(A4) Conformidade com as condições naturais (qualitativo)	Martins (2017)
	(A5) Emissão de gases do efeito estufa (GEE) (tCO2eq/MWh)	
	(A6) Simplicidade no licenciamento ambiental (qualitativo)	Roehl Junior (2020)
	(A7) Conectividade em escala de bacia (qualitativo)	Kibler e Tullos (2013)
Técnico	(T1) Flexibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia (qualitativo)	Martins (2017)
	(T2) Maturidade tecnológica (qualitativo)	Martins (2017)
	(T3) Simplicidade de implementação (meses)	
	(T4) Distribuição descentralizada (qualitativa)	Martins (2017)
	(T5) Fator de capacidade (%)	Roehl Junior (2020)
	(T6) Serviços ancilares (qualitativo)	Indicação de especialista

Socioeconômico	(SE1) População diretamente afetada por potência instalada (habitantes/MW)	EPE (2020)
	(SE2) Interferência na infraestrutura (população atraída/população dos municípios)	
	(SE3) Impactos do empreendimento hidrelétrico em quilombos e terras indígenas (qualitativo)	
	(SE4) Compensação financeira (R$/MW)	
	(SE5) Empregos diretos gerados no pico das obras por potência instalada (empregos/MW)	
	(SE6) Aceitação social da tecnologia (qualitativo)	Martins (2017)
	(SE7) Desenvolvimento regional local (qualitativo)	

4. MODELO PARA A SELEÇÃO DAS TECNOLOGIAS HIDRELÉTRICAS

Em seu estudo, Vassoney, Mochet e Comoglio (2017) verificam o estado da arte das aplicações multicritério para a geração de energia hidrelétrica e observam que o método multicritério mais utilizado é o *Analytic Hierarchy Process* (AHP), por ser de fácil utilização e interpretação. Este método é muitas vezes utilizado em conjunto com outras abordagens multicritério, inclusive com modelos que integram teoria *fuzzy*, como o caso da abordagem *fuzzy*-TOPSIS.

O modelo de hierarquização das tecnologias hidrelétricas adotado neste trabalho foi o modelo AHP-*fuzzy*-TOPSIS, organizado em duas fases: (i) a fase AHP, na qual se estabelecem os pesos para os critérios e subcritérios para a avaliação de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes hidrelétricas; e (ii) a fase *fuzzy*-TOPSIS, na qual se hierarquizam essas tecnologias, em função dos desempenhos das alternativas segundo contexto de planejamento energético. A Figura 1 apresenta uma visão geral sobre a modelo proposto neste trabalho.

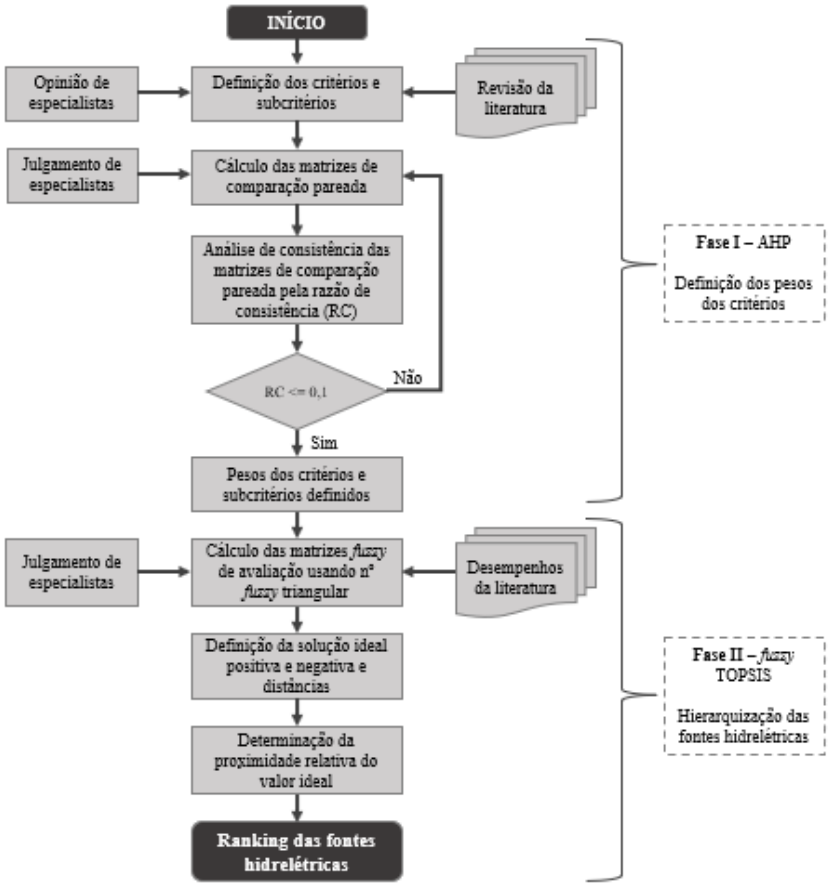


Figura 1 - Modelo AHP-*fuzzy*-TOPSIS para avaliação e seleção de fontes hidrelétricas

5. APLICAÇÃO MODELO HÍBRIDO AHP-FUZZY-TOPSIS PARA AVALIAÇÃO DAS FONTES HIDRELÉTRICAS

O método multicritério de apoio à decisão apresentado na Seção 4 será aplicado aos 20 subcritérios e às quatro fontes hidrelétricas consideradas.

5.1. Método AHP para atribuição dos pesos

Para a definição dos pesos dos critérios e subcritérios, foram ouvidas as opiniões de três especialistas, e seus julgamentos reproduzidos no Quadro 2.

Após definidos os pesos dos critérios, realizou-se a comparação pareada dos subcritérios. O peso final é obtido pelo produto entre o peso do critério correspondente e o peso do subcritério.

Quadro 2 - Pesos dos critérios e subcritérios pelo método AHP

Critério	Peso do critério	Subcritério	Peso do subcritério	Peso final
Ambiental (A)	0,164	(A1) Área alagada	0,067	0,011
		(A2) Perda de vegetação nativa	0,195	0,032
		(A3) Transformação do ambiente lótico em lêntico	0,195	0,032
		(A4) Conformidade com as condições naturais	0,195	0,032
		(A5) Emissão de GEE	0,109	0,018
		(A5) Simplicidade no licenciamento ambiental	0,044	0,007
		(A7) Conectividade em escala de bacia	0,195	0,032
Técnico (T)	0,539	(T1) Flexibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia	0,379	0,204
		(T2) Maturidade tecnológica	0,043	0,023
		(T3) Simplicidade de implementação	0,065	0,035
		(T4) Distribuição descentralizada	0,102	0,055
		(T5) Fator de capacidade	0,249	0,134
		(T6) Serviços ancilares	0,160	0,086
Socioeconômico (SE)	0,297	(SE1) População diretamente afetada	0,223	0,066
		(SE2) Interferência na infraestrutura	0,223	0,066
		(SE3) Impactos do empreendimento hidrelétrico em quilombos e terras indígenas	0,223	0,066
		(SE4) Compensação financeira	0,076	0,023
		(SE5) Empregos diretos gerados no pico das obras	0,048	0,014
		(SE6) Aceitação social da tecnologia	0,129	0,038
		(SE7) Desenvolvimento regional local	0,076	0,023

5.2. Método *fuzzy*-TOPSIS para hierarquização das fontes hidrelétricas

Na segunda fase, os desempenhos quantitativos de cada fonte avaliada foram buscados na literatura, e para os subcritérios qualitativos, foram consideradas as opiniões de cinco especialistas. A partir destas informações, e após aplicação da teoria de conjuntos *fuzzy* com função de pertinência triangular, as fontes foram hierarquizadas, por meio do cálculo do coeficiente de proximidade (CCi). Na Tabela 1 é apresentado o resultado obtido após aplicação do método *fuzzy*-TOPSIS, expressando também as distâncias entre os dados de desempenho e as soluções ideal *fuzzy* positiva (D+) e negativa (D-).

Tabela 1 - Distâncias totais positiva (D+) e negativa (D-) e *CCi*

Alternativa	D+	D-	***CCi***
UHE	5,6058	0,39654	**0,0661**
PCH	5,6555	0,37259	**0,0618**
Fio d'água	5,6182	0,40438	**0,0671**
UHR	5,5677	0,44052	**0,0733**

Conforme CCi, foi obtida a hierarquização das fontes hidrelétricas, sendo a primeira aquela com maior valor do coeficiente de proximidade, a saber: (i) UHR (0,0733); (ii) Fio d'água (0,0661); (iii) UHE (0,0671); e (iv) PCH (0,0618).

5.3. Discussão dos resultados

A partir dos julgamentos dos especialistas, observou-se preferência pelo critério 'técnico', uma vez que a proposta do trabalho é avaliar as fontes hidrelétricas de tal sorte que possam trazer maior confiabilidade ao sistema elétrica, seguido pelos critérios 'socioeconômico' e 'ambiental', respectivamente.

Em relação aos subcritérios, os que apresentaram maior peso foram '(T1) Flexibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia', com cerca de 20% dos pesos, '(T5) Fator de capacidade', com 13%, e '(T6) Serviços ancilares', com

8,6%, também refletindo o objetivo do estudo. Ao considerar também os aspectos ambientais e socioeconômicos, três aspectos socioeconômicos obtiveram peso de 6,6%, a saber: '(SE1) População diretamente afetada'; '(SE2) Interferência na infraestrutura'; e '(SE3) Impactos do empreendimento hidrelétrico em quilombos e terras indígenas'.

A fonte hidrelétrica que apresentou maior pontuação entre as quatro foi a UHR. De fato, em relação ao subcritério '(T5) Fator de capacidade', esta foi a que apresentou melhor desempenho, uma vez que foi considerado ciclo de armazenamento sazonal. Importante ter em mente que para os subcritérios '(T1) Flexibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia' e '(T6) Serviços ancilares', a UHE foi a que apresentou melhor desempenho, porém, em relação aos subcritérios socioeconômicos '(SE2) Interferência na infraestrutura'; e '(SE3) Impactos do empreendimento hidrelétrico em quilombos e terras indígenas', esta fonte foi a que se mostrou pior.

Pode-se observar que a UHE e a Fio d'água se apresentam praticamente empatadas em segundo, de acordo com os valores de *CCi*. Apesar de a UHE apresentar maior confiabilidade, a Fio d'água apresenta melhor desempenho do que a UHE em praticamente todos os subcritérios ambientais.

Já a PCH se apresenta em quarto lugar. Em relação ao subcritério '(T1) Flexibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia', esta fonte, em conjunto com a Fio d'água, apresenta pior desempenho, bem como nos subcritérios '(T5) Fator de capacidade' e '(T6) Serviços ancilares'. Porém, se tratando de outros aspectos socioeconômicos e alguns ambientais, a PCH apresenta melhor desempenho, como nos subcritérios '(A2) Perda da vegetação nativa'.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A crescente inserção de fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira, em conjunto com a maior crise hídrica que o Brasil enfrentou desde 1930, torna imediata a busca por alternativas que apresentem maior confiabilidade de fornecimento. O presente estudo contribuiu para a avaliação das fontes

hidrelétricas mais consagradas na atualidade, com foco no critério técnico, porém sem desconsiderar critérios ambientais e socioeconômicos.

A fonte que apresentou melhor desempenho entre as quatro foi a UHR, seguida da usina a fio d'água e da UHE, praticamente empatadas em segundo. A PCH foi a que apresentou pior desempenho. A Fio d'água, se comparada à UHE, apresentou melhor resultado em 6 dos 7 subcritérios ambientais avaliados, porém a UHE se mostra melhor em relação à confiabilidade do fornecimento de energia. E a crescente construção de usinas a fio d'água, com a ideia de redução dos impactos ambientais, acaba por não suprir toda a demanda de energia, tornando necessário o acionamento de usinas termelétricas, mais poluentes e com produção de energia mais cara. Assim, a construção de usinas a fio d'água é uma questão que deve ser revisitada e reavaliada.

Embora, na visão dos especialistas consultados, a UHR tenha apresentado melhor desempenho para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, esta usina tem custos proibitivos no país, além haver pouca experiência dos empreendedores brasileiros. Para inserção desta fonte na matriz, seria necessária introdução de políticas para torna esta fonte um investimento mais atrativo.

O trabalho aqui apresentado pode contribuir no processo de tomada de decisão no setor elétrico brasileiro e estimular novos estudos sobre o tema, em especial relacionados a UHR, fonte presente em grande parte do mundo, porém com pouca presença no país.

Por fim, como propostas de trabalhos futuros, uma análise comparativa entre a implementação de UHE e de Fio d'água, com a necessidade de acionamento de termelétricas para suprir a demanda, deve ser investigada, bem como estudos sobre avaliação de ciclo de vida das fontes abordadas são de suma importância. Além disso, é importante mencionar a necessidade de dados mais exatos sobre o desempenho destas fontes, como quantidade de empregos gerados e perda da vegetação nativa, a fim de reduzir o número de avaliações subjetivas, visando aumentar a confiabilidade das análises.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL, 2021. Página Inicial. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. Acesso em 28 ago. 2021.

BAKKEN, T.H.; AASE, A.G., HAGEN, D.; SUNDT, H.; BARTON, D.N.; LUJALA, P. Demonstrating a new framework for the comparison of environmental impacts from small- and large-scale hydropower and wind power projects. Journal of Environmental Management, v. 140, p. 93-101, 2014.

CAPILLA, J.A.J.; CARRIÓN, J.A.; ALAMEDA-HERNANDEZ, E. Optimal site selection for upper reservoirs in pump-back systems, using geographical information systems and multicriteria analysis. Renewable Energy, v. 86, p. 429-440, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. EPE, 2021. Página inicial. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt>. Acesso em: 28 ago. 2021.

KIBLER, K.M.; TULLOS, D.D. Cumulative biophysical impact of small and large hydropower development in Nu River, China. Water Resources Research Water Resources Research, v. 49, p. 3104-3118, 2013.

MARTINS, G.A. Modelo Fuzzy AHP-TOPSIS para avaliação e seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Rio de Janeiro, 2017. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS, 2021. Página inicial. Disponível em: < http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 28 ago. 2021.

ROEHL JUNIOR, J.L.P. A perspectiva do investidor na seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis: uma abordagem multicritério. Rio de Janeiro, 2020. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

VASSONEY, E.; MOCHET, A.M.; COMOGLIO, C. Use of multicriteria analysis (MCA) for sustainable hydropower planning and management. Journal of Environmental Management, v. 196, p. 48-55, 2017.

VINCHURKAR, S.H.; SAMTANI, B.K. Performance Evaluation Of The Hydropower Plants Using Various Multi-Criteria Decision-Making Techniques. International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT), v. 8, 6, 2019.

ACESSIBILIDADE A PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: UM CASO DE SUCESSO EM UMA INSTITUIÇÃO DE ENSINO SUPERIOR (IES)

Antonio Marcio Lemos[1]; Edson de Oliveira Pamplona[2]; Giancarlo Aquila[2]

[1]MultiEficiência Engenharia Sustentável; [2]Universidade Federal de Itajubá

RESUMO

A crescente emissão de gases do efeito estufa na atmosfera, o esgotamento da camada de ozônio e o desmatamento são reconhecidos como fatores de preocupação global. Esse contexto motivou a busca de soluções de eficiência energética por parte de diversas organizações e incentivou projetos inovadores caracterizados pela ecoinovação. Os projetos de ecoinovação buscam promover o uso eficiente e racional de energia em todos os setores da economia por meio de soluções que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de ações que combatem o desperdício e mitigam prejuízos ambientais. Dentro deste contexto, o presente artigo apresenta uma metodologia que é utilizada pela empresa MutiEficiência para implementação de projetos de eficiência energética em aparelhos de ar-condicionado usando o modelo *Turn Key*. Assim, é analisado o caso de uma aplicação em um sistema de refrigeração no qual a empresa assume desde as atividades de elaboração do projeto básico até a análise de viabilidade econômica, neste caso um projeto de substituição do gás refrigerante original por um outro fluido com maior eficiência energética denominado de gás Ideal Eco-Safe®.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Ecoinovação; Sustentabilidade.

ABSTRACT

The growing greenhouse gases emissions into the atmosphere, the depletion of the ozone layer and deforestation are recognized as factors of global concern. This context motivated the search for energy efficiency solutions by several organizations and encouraged innovative projects characterized by eco-innovation. Eco-innovation projects seek to promote the efficient and rational use

of energy in all sectors of the economy through solutions that demonstrate the economic feasibility of actions that combat waste and mitigate environmental damage. Within this context, this article presents a methodology that is used by the company MutiEficiência to implement energy efficiency projects in air conditioning devices using the Turn Key model. Thus, the case of an application in a refrigeration system is analyzed in which the company assumes from the activities of elaboration of the basic project to the analysis of economic viability, in this case a project of replacement of the original refrigerant gas for another fluid with greater energy efficiency called Ideal Eco-Safe® gas.
Keywords: Energy Efficiency; Eco-innovation; Sustainability.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da emissão de gases do efeito estufa, o esgotamento da camada de ozônio e o desmatamento motivaram a busca de soluções de eficiência energética por diversas organizações, e são caracterizados como produtos de econinovação (Chen e Shiu, 2012; Kemp e Pearson, 2008). A prática da ecoinovação se destaca pela ênfase em reduzir o impacto ambiental por meio de produtos, processos e métodos organizacionais inovadores e a partir da inovação relacionada aos aspectos sociais e estruturas institucionais (OCDE, 2009). Assim, um dos aspectos que pode ser considerado com estrita relação com a ecoinovação é a busca pela eficiência energética.

A área de refrigeração é responsável por uma parte significativa do consumo de energia principalmente nos setores comerciais e industriais. Em decorrência, esforços de pesquisa e desenvolvimento aplicados ao uso de fluídos refrigerantes, não estão associados somente à necessidade de preservação do meio ambiente, mas também devido a necessidade latente do aumento da eficiência energética dos equipamentos.

É válido destacar que, a comercialização de aparelhos de ar-condicionado do tipo residencial (utilizado em residências e em pequenos comércios) no Brasil ainda tem apresentado equipamentos, de baixa eficiência energética se

consideradas as tecnologias, tendências, padrões internacionais e necessidades ambientais.

No final de 2017, o país passou por uma consulta pública para atualizar os níveis mínimos de eficiência energética de ar-condicionado. As contribuições feitas à consulta por instituições do terceiro setor mostraram que, embora os novos níveis propostos sejam maiores, ainda eram bastante abaixo de países com maior preocupação em garantir aparelhos mais eficientes aos seus consumidores e em cumprir com suas estratégias de competitividade industrial.

O objetivo deste trabalho é avaliar os impactos que ares-condicionados mais eficientes no mercado brasileiro poderiam trazer para o consumidor e para a sociedade em geral. Os resultados mostram que o consumidor residencial seria capaz de comprar um novo ar condicionado apenas com a economia que ele teria na conta de eletricidade durante dez anos caso os aparelhos vendidos em 2015 tivessem eficiências nos níveis médios de países como a Coreia do Sul e o Japão (Gomes, Costa e Jannuzzi, 2019).

Já para o setor comercial, a economia obtida em dez anos permitiria que ele pudesse comprar outros quatro (eficiência “coreana”) ou cinco (“japonesa”) aparelhos. Do ponto de vista da sociedade, a economia de eletricidade que seria obtida por ano evitaria um gasto entre R$ 136 e 184 milhões com a construção de novas usinas.

Como a participação do aparelho importado é ainda pouco representativa (devido à alta taxação), pode-se afirmar que a menor eficiência do ar-condicionado comercializado no país decorre de distorções do modelo nacional de produção, praticamente concentrado na Zona Franca de Manaus (ZFM), onde se instalaram as montadoras, quase todas multinacionais, atraídas por incentivos tributários compensatórios.

O principal problema é a exigência de compra de um compressor local para que as empresas obtenham esses benefícios fiscais; pois o fornecedor brasileiro tem disponibilizado um produto mais caro e menos eficiente, do ponto de vista energético, do que os concorrentes internacionais. Isso se constitui, naturalmente, em uma importante barreira aos ganhos de eficiência energética

devidos ao ar-condicionado no país, pois dificulta a implementação de políticas públicas de eficiência, nas quais se destacam medidas como a melhoria dos índices mínimos e mecanismos como a etiquetagem, que têm um papel crítico na mudança do mercado para aparelhos de ar-condicionado mais eficientes e mais econômicos para o consumidor.

Alguns resultados recentes evidenciam a necessidade de elevação dos ganhos de eficiência desses equipamentos: entre 2005 e 2017, enquanto o consumo de energia elétrica em todo o setor residencial brasileiro cresceu algo próximo a 61,0%, o consumo devido aos condicionadores de ar teve expressivo aumento de quase 237,0% (Gomes, Costa e Jannuzzi, 2019). Ou seja, a melhoria contínua da eficiência energética do ar-condicionado fabricado no Brasil é imprescindível para que a futura demanda por resfriamento ambiental não acarrete expressivos custos econômicos, sociais e ambientais.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

2.1 Classificação de ares-condicionados produzidos no brasil

Com relação ao nível de eficiência dos aparelhos de ar-condicionado no Brasil, a regulação ganhou reforço com a entrada em vigor de critérios mais rigorosos para a classificação destes equipamentos. A reclassificação das categorias de eficiência energética foi publicada na Portaria nº 234, de 29 de junho de 2020. Na prática, ela estabelece uma regulação específica para os condicionadores de ar, revendo os níveis mínimos de eficiência energética aceitáveis para cada classe.

Assim, os novos critérios do Programa Brasileiro de Etiquetagem estabelecem: cada ar-condicionado deve passar por um conjunto de testes supervisionados pelo Inmetro a fim de garantir que o aparelho é seguro e eficiente. Quanto maior for a sua eficiência energética, mais próximo à letra A será o selo daquele produto.

A escala vai de A até F, sendo que F é o que representa o maior gasto de energia. Entre as novidades, ganham destaque os mais rigorosos critérios para se classificar um ar-condicionado como Selo A. Para recebe-lo é preciso ter

índice de eficiência energética de 5,5, sendo que antes era apenas 3,23. Isso acontece porque a metodologia de cálculo da eficiência energética agora leva em consideração o método de carga parcial e métrica sazonal.

Antigamente, os aparelhos convencionais e aqueles com tecnologia Inverter eram testados da mesma forma e classificados com igual critério. Isso fazia com que existissem aparelhos tradicionais categorizados como Selo A, mesmo quando o *inverter* comprovadamente economiza muito mais energia. Com a atualização, os aparelhos *inverter* passam a ser avaliados pelo método de carga parcial. Esse teste é capaz de simular o melhor funcionamento do aparelho, sendo um indicador mais fidedigno do real ganho de eficiência energética dessa tecnologia.

Outro diferencial é o uso da métrica sazonal para avaliar a eficiência. Nessa metodologia, são considerados os cálculos baseados na variação de temperatura ao longo do ano e quanto o ar-condicionado costuma ser usado em cada temperatura. O estudo tem como base os dados do Programa de Conservação de Energia Elétrica (Procel), que desenhou uma curva média de temperatura no país e identificou a frequência de utilização do aparelho pelos consumidores ao longo do ano.

As novas regras estabelecem uma agenda para as mudanças. A partir de 31 de dezembro de 2022, todos os aparelhos fabricados no Brasil ou importados precisarão estar em conformidade com os critérios da portaria. Ou seja, até lá, vão coexistir duas etiquetas no mercado: a antiga e a nova.

2.2 Impacto ambiental dos gases refrigerantes

O Protocolo de Montreal é um tratado internacional que visa proteger a camada de Ozônio por meio da eliminação da produção e do consumo das substâncias responsáveis por sua destruição (SDO). O acordo é consequência da Convenção de Viena para Proteção da Camada de Ozônio e o Brasil é um dos países signatários.

A partir da Decisão XIX/6 do Protocolo de Montreal, em 2007, foi estabelecido um cronograma para redução do consumo de HCFCs no Brasil.

Esse planejamento conta com três etapas e, até o ano de 2021, já obteve sucesso na redução de 51,6% do consumo de HCFCs em relação ao ano de base (2013). Calcula-se que a redução atingirá 100% até 2040 e para tanto espera-se que os projetos de eficiência energética para sistemas de refrigeração contribuam significativamente (Manso e Bastos, 2020).

Com exceção do gás R22, todos os fluidos indicados na tabela 1 são soluções boas por não conterem cloro em suas fórmulas, evitando danos à camada de ozônio. Sobre o aspecto de aquecimento global, o gás Ideal Eco-Safe® destaca-se dos demais uma vez que apresenta o valor de *Global World Potential* (GWP) muito menor, por exemplo em relação ao gás R410a muito utilizado no país, conforme descrito na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de GWP para diferentes tipos de gases

Refrigerante		**Tvida atm (anos)**	**GWP**	**GWP (100 anos)**	**Inflamável**
R22	hidroclorofluorcarbonos	12	0,055	1780	Não
R134a	Tetrafluormetano	14	0	1320	Não
R407c	Blend R32/R125/R134a	(1)	0	1700	Não
R410a	Blend R32/R125	(1)	0	2000	Não
R1270	Propileno	(2)	0	20	Sim
Gas Ideal Ecosafe	**HCs (Hidrocarbonetos)**	**Nota 1**	**0**	**450**	**Não**

2.3 Ciclos de compressão mecânica de vapor

Ciclos de compressão mecânica (CMRV) de vapor são usados amplamente em aplicações industriais, residenciais e automotivas para aquecimento e resfriamento, assim como controle de outras propriedades do ar, como umidade. Um esquema básico de um ciclo de CMRV pode ser visto na figura abaixo (Silva, 2015) .

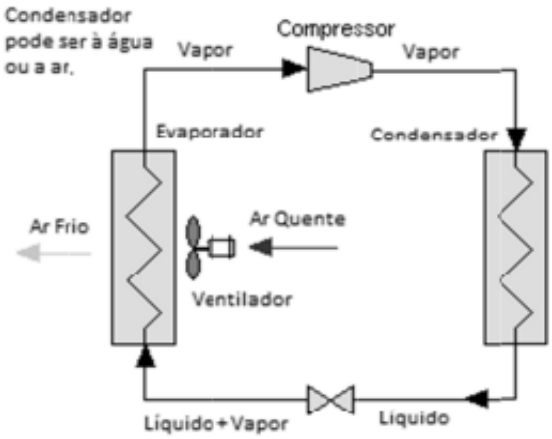


Figura 1 – Ciclo de CMRV

Consiste em um ciclo com um fluido de trabalho refrigerante, que absorve calor de uma fonte e transfere-a para outra, através da mudança de fase do refrigerante dentro do circuito. São em quatro os componentes básicos: um compressor, um condensador, um dispositivo de expansão e um evaporador.

O refrigerante em circulação entra no compressor como vapor saturado ou superaquecido, e é comprimido até uma pressão e temperatura maiores. O vapor superaquecido desloca-se através do condensador, sendo resfriado até condensar, tendo o calor rejeitado para uma fonte externa (Silva, 2005).

O refrigerante líquido passa agora por um dispositivo de expansão, como uma válvula ou tubos capilares, diminuindo abruptamente a pressão, resultando em uma evaporação parcial, criando assim uma mistura de líquido e vapor com pressão e temperatura inferiores. Esta mistura vapor-líquido desloca-se através do evaporador, absorvendo o calor de uma fonte, a qual se quer esfriar, podendo ser esta troca direta ou para um circuito secundário, evaporando por completo a mistura. O vapor do refrigerante então volta ao compressor para completar o ciclo.

3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM SISTEMAS DE REFRIGERAÇÃO

Para melhorias da eficiência energética nos sistemas de refrigeração que utilizam aparelhos do tipo *split* ou janela, normalmente são consideradas as seguintes alternativas, a saber:

- Ações de manutenção dos aparelhos existentes com o objetivo de restabelecer a eficiência energética original dos aparelhos;
- Substituição dos aparelhos antigos por outros de tecnologia mais recente que apresentam melhor eficiência energética.

Considerando que normalmente os recursos são limitados, ações de renovação de ativos em sistemas de ar-condicionado não são tomadas. Em decorrência, os custos com energia tendem a aumentar.

Para ajudar a superar esta situação, a empresa MultiEficiência oferece uma terceira alternativa através de um modelo de projeto que substituiu os gases refrigerantes dos aparelhos em operação por outro de alta eficiência denominado de Ideal Eco-Safe®.

3.1 Gás refrigerante ideal Eco-Safe®

O fluído refrigerante é uma substância extremamente importante em qualquer sistema de refrigeração. É ele o responsável, juntamente com outros itens, por fazer a transformação de ar quente, em frio. Ao longo dos tempos, diversos fluidos refrigerantes foram utilizados, novos foram criados e cada vez mais é levado em consideração o tamanho de seu impacto ao meio ambiente. Os mais antigos afetavam diretamente a camada de Ozônio e, portanto, o principal desafio para os atuais é não impactar a humanidade e, ao mesmo tempo, promover eficiência energética.

Atualmente, a maioria dos aparelhos de ar-condicionado utilizam o HCFC R-22 e o HFC R410A, sendo que o tipo de fluído refrigerante varia de acordo com o modelo e a marca de cada aparelho.

Recentemente foi disponibilizado no mercado, o fluído refrigerante Ideal Eco-Safe®, de alta tecnologia, patenteado nos EUA e no Brasil, que foi projetado para substituir gases refrigerantes comuns, de forma eficiente, econômica e ecológica, aumentando o desempenho e diminuindo o consumo de energia dos aparelhos de ar-condicionado, com os seguintes componentes: tetrafluoretano, pentafluoretano, difluormetano, tetrafluorpropeno e trifluoretano. Também contém gases fluoretados com efeitos de estufa abrangidos pelo protocolo de Montreal e Quioto.

A Tabela 2 apresenta os valores de pressão de sucção de alguns aparelhos de ar-condicionado, operando com o gás original R-410A e com o Ideal Eco-Safe®, após execução do projeto de retrofit.

Tabela 2 – Valores de pressão e sucção de alguns aparelhos de ar-condicionado

Fabricante	Tipo gás/capacidade		Pressão na Sucção (PSI)	
	BTU	Gás Original	Gás Original	Ideal Eco-Safe®
PANASSONIC INVERTER	18000	R 410 A	128	18,8
PANASSONIC INVERTER	12000	R 410 A	120	51,9
CARRIER PISO TETO	30000	R 410 A	61	54
CARRIER PISO TETO	36000	R 410 A	54	50
AGRATTO	9000	R 410 A	113,3	48,3
AGRATTO INVERTER	24000	R 410 A	112,3	50,3
FUJITSU	45000	R 410 A	113	60
SAMSUNG	24000	R 410 A	104	63

Verifica-se uma considerável redução da pressão de sucção na operação com o gás IdealEcosafe®. Isto se deve a sua tecnologia que faz com que o sistema seja preenchido com menor quantidade de gás, apresentando assim maior eficiência na expansão e, consequentemente a redução da pressão, promovendo assim uma maior eficiência energética (Castro e Pimenta, 2014).

3.2 Projeto piloto em instituição de ensino superior

Com o objetivo de demonstrar as qualidades do gás IdealEcosafe®, foi implementado um projeto piloto na Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, UNIFEI, em setembro de 2021. O aparelho definido para teste foi o de modelo HVFE24B21A, de fabricação Elgin, instalado na sala do TI MC, máquina 01, que possui uma demanda continua de ar frio para garantir a confiabilidade operacional dos aparelhos eletrônicos. A metodologia utilizada nos trabalhos teve a seguinte sequência de atividades: 1) avaliação inicial do equipamento; 2) medições das grandezas envolvidas nas análises com o gás original; 3) recolhimento do gás original em vasilhames; 4) execução de vácuo nos equipamentos/linhas; 5) carga do fluído de alto rendimento; 6) recolocação da unidade em operação; 7) mediação das grandes envolvidas nas análises com o gás refrigerante de alto rendimento.

4. RESULTADOS

As informações colhidas durante os trabalhos de campo foram registradas em um formulário específico que abrange as seguintes variáveis:

- Temperaturas de insuflamento, retorno e externa;
- Pressão de sucção e linha de líquido;
- Medição da corrente elétrica (amperagem).

A Tabela 3 traz a compilação dos registros, antes e após a substituição do gás refrigerante pelo fluido de alto rendimento Ideal-Eco-Safe®, das variáveis corrente elétrica e temperatura de insuflamento de ar, bem como os respectivos ganhos de eficiência:

Tabela 3 – Valores antes e depois da troca do gás refrigerante

Temperatura de Insuflamento (ºC)		Corrente Elétrica (A)		Ganho de Eficiência (%)	
Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois
9,9	7,5	6,1	2,8	24%	54%

O ponto de destaque é que com o gás eficiente obteve-se redução considerável tanto do consumo de energia, de 54%, como da temperatura do ar de insuflamento, de 24%.

Além do benefício impactar diretamente na conta de energia, estas melhorias também contribuem com o aumento da confiabilidade operacional dos equipamentos e consequentemente na redução dos custos de manutenção. A estimativa de economia anual considerando o preço da energia a R$ 0,72 /kWh e 24 hs de operação diária é de R$ 5.406,00, para um único aparelho. Com esta economia, em um ano já seria possível adquirir um novo aparelho de mesma capacidade (24000 BTUs).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Segundo a ABESCO (2017), o desperdício de energia no Brasil é muito alto, na ordem de bilhões de reais. Fica evidente que o país possui uma carência de investimentos quando o assunto é eficiência energética. De acordo com o Instituto E+, o investimento nacional não chega a 50% do investimento feito por países europeus.

Esta situação não se deve tão somente a falta de recursos financeiros, mas também pela carência de recursos humanos para desenvolver e implementar as etapas requeridas de um projeto, que compreende desde a fase inicial de aprovação, passando pelo planejamento, execução, monitoramento e controle, finalmente a de encerramento.

Dentro deste contexto, a empresa MultiEficiencia se apresenta como um agente facilitador uma vez que disponibiliza as tecnologias de eficiência energética, no caso apresentado neste artigo foi a do gás refrigerante Ideal Eco-Safe®, bem como os recursos para a implementação das mesmas

No final do processo, um relatório técnico é apresentado descrevendo todas as etapas do projeto bem como os registros que comprovam a eficiência energética alcançada.

Agradecemos ao CNPq pelo fomento à esta pesquisa e ao SemeAD, FIA e CACTVUS pelo incentivo financeiro a partir da bolsa SemeAD PQ jr.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABESCO – Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia. Desperdício atinge R$ 61,7 bilhões em três anos, 2017.

CASTRO, F.S.; PIMENTA, C.C.N. Estudos sobre a influência da pressão de condensação no desempenho de ciclos de refrigeração. Faculdade de Engenharia Mecância da Universidade do Rio Verde, 2014.

CHENG, C. C.; SHIU, E. C. Validation of a proposed instrument for measuring eco-innovation: an implementation perspective. Technovation, v. 32, n. 6, p. 329-344, 2012.

GOMES, R.; COSTA, F.; JANNUZZI, G. Impactos da Melhoria na Eficiência de Ar Condicionado: Projeto Kigali, Iniciativa Eficiência (MP-18-00257). International Energy Initiative Brazil, 2019. Disponível em https//iei-brasil.org/wp-content/uploads/2019/02/Relatorio_Kigali.pdf.

KEMP, R.; PEARSON, P. Final Report MEI Project about Measuring Ecoinnovation: Deliverable 15 of MEI project (D15). Project Report, 2008. Disponível em: <http://www.merit.unu.edu/MEIS>.

MANSO, C.A; BASTOS, F.S. Caminhos para a eficiência energética do ar condicionado no Brasil. Instituto Escolhas, 2020, 47p.

OCDE – Organização para a Cooperação do Desenvolvimento Econômico. Sustainable Manufacturing and Eco-innovation. Paris: OCDE, 2009.

SILVA, MARCELINO NASCIMENTO. Eficiência energética em sistemas de refrigeração industrial e comercial. PROCEL, Rio de Janeiro, 2005.

SILVA, Marcos Vinicius Lopes Rodrigues. Simulação dinâmica de um ciclo de refrigeração para comparação energética de refrigerantes inflamáveis. 2015. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ALTERNATIVAS PARA MOBILIDADE URBANA SUSTENTÁVEL: COMPARAÇÃO ENTRE VEÍCULO ELÉTRICO A BATERIA ÍON-LÍTIO E A CÉLULA A COMBUSTÍVEL (UTILIZANDO ACV)

Estevão Brasil Ruas Vernalha[1,2]; Sônia Regina da Cal Seixas[1]

[1]Universidade Estadual de Campinas; [2]Centro Universitário Unifaat

RESUMO

A eletrificação da frota de veículos apresenta-se como uma alternativa com grande potencialidade de redução de emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) no setor de transporte. Atualmente, o sistema mais utilizado cujo fornecimento da propulsão ao veículo ocorre através da eletricidade envolve o uso de baterias íon-lítio com recarga *plug-in*. Outra possibilidade que se investiga é a utilização de veículos equipados com célula a combustível (CaC), um reator eletroquímico capaz de converter hidrogênio (H_2) e o oxigênio do ar em eletricidade. No Brasil, a utilização de etanol como insumo na produção de H_2 para abastecimento de veículos a CaC apresenta-se como uma possibilidade expressiva, dada a magnitude da infraestrutura de produção e distribuição de etanol já previamente instaladas no país. Este artigo apresenta um estudo de Avaliação do Ciclo de Vida que compara o desempenho ambiental destes dois sistemas – i) Veículo Elétrico convencional, com baterias íon-lítio e recarga plug-in (VE-Li), e ii) Veículo Elétrico movido a CaC (VE-CaC) utilizando H_2 obtido da reforma-vapor do etanol – realizada no posto de combustível (sistema *off-board*). O sistema VE-Li apresentou melhor desempenho em 5 categorias de impacto ambiental; o sistema VE-CaC performou melhor em 6. Quanto à categoria Aquecimento Global (GWP100a), o sistema VE-CaC apresentou um impacto 15% menor que o sistema VE-Li, mostrando potencial expressivo para redução de emissões de GEE. Os resultados do sistema VE-Li reforçaram a necessidade de se manter a matriz elétrica com baixa participação de combustíveis fósseis para que, em um eventual cenário de ampliação da demanda por eletricidade alavancada pela

eletrificação da frota, este sistema possa representar efetivamente uma alternativa de baixa emissão.

Palavras-chave: Avaliação do Ciclo de Vida; Veículo elétrico; Hidrogênio; Etanol.

ABSTRACT

Vehicle fleet electrification presents itself as an alternative with great potential regarding greenhouse gas (GHG) emissions reduction in transport sector. Currently, the most used system whose vehicle propulsion is supplied through electricity involves the use of lithium-ion batteries with plug-in recharge. Another possibility that has being investigated is the use of vehicles equipped with fuel cell, an electrochemical reactor capable of converting hydrogen (H_2) and oxygen from the air into electricity. In Brazil, the use of ethanol as an input to H_2 production in order to supply fuel cell vehicles presents itself as an expressive possibility, given the magnitude of ethanol production and distribution infrastructure already installed in the country. This article presents a Life Cycle Assessment study that compares environmental performance of these two systems – i) Conventional Electric Vehicle, with lithium-ion batteries and plug-in recharge (EV-Li), and ii) Electric Vehicle powered by Fuel Cell (EV-FC) using H_2 obtained from ethanol steam reforming – carried out at the gas station (off-board system). EV-Li system performed better in 5 environmental impact categories; EV-FC system performed better in 6. As for Global Warming (GWP 100a) category, EV-FC system had a 15% lower impact than EV-Li system, showing significant potential regarding GHG emissions reduction. EV-Li system results reinforced the need to maintain low share of fossil fuels in the electrical matrix so that, in a possible scenario of increased demand for electricity leveraged by fleet electrification, this system can effectively represents a low-emission alternative.

Keywords: Life Cycle Assessment; Electric Vehicle; Hydrogen; Ethanol.

1. INTRODUÇÃO

A queima de combustíveis fósseis no setor de transporte configura-se como uma das principais fontes antrópicas de emissão de gases do efeito estufa

(GEE) (COVERT et al, 2016; RAMADHAS, 2016). Neste sentido, a eletrificação da frota de veículos apresenta-se como uma alternativa com potencialidade expressiva de redução de emissões no setor de transporte. O veículo elétrico não apresenta emissões de escapamento (fase de uso) e suas taxas de emissão de GEE dependem sobretudo da estruturação do sistema responsável pela geração e fornecimento da eletricidade utilizada no veículo (EGEDE, 2017), configurando-se como uma rota com possibilidade de contribuir para a transição energética da economia em direção à descarbonização.

Atualmente, o sistema mais utilizado cujo fornecimento da propulsão ao veículo ocorre através da eletricidade envolve o uso de baterias íon-lítio com recarga *plug-in* (CANO et al, 2018). Alternativamente, outra possibilidade que tem sido investigada é a utilização de veículos equipados com célula a combustível (CaC) (SOUZA et al, 2020), um reator eletroquímico capaz de converter o hidrogênio e o oxigênio do ar em eletricidade – além de água e calor.

Dentre os diversos insumos que podem ser utilizados para a produção de hidrogênio, no Brasil o etanol apresenta particularidades relevantes. Considerando a magnitude da infraestrutura de produção e distribuição deste energético já instalada no país, atrelar seu uso a uma tecnologia capaz de atender às novas demandas mundiais por padrões cada vez mais elevados de sustentabilidade pode representar uma ação estratégica. Trata-se de um movimento que poderia adicionar valor a um biocombustível cuja expertise brasileira ocupa posição de destaque no cenário internacional.

2. OBJETIVO E ESCOPO

O presente artigo apresenta um estudo de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) que tem como objetivo comparar o desempenho ambiental destes dois sistemas capazes de atender à eletrificação da frota de veículos do Brasil – i) Veículo Elétrico convencional, com baterias íon-lítio e recarga plug-in (VE-Li), e ii) Veículo Elétrico movido a CaC (VE-CaC) utilizando hidrogênio obtido da reforma-vapor do etanol – realizada no posto de combustível (sistema *off-board*). Em termos de escopo geográfico, a avaliação debruça-se sobre o cenário

brasileiro. Já quanto ao escopo temporal, o estudo foca o cenário atual, obtendo-se resultados associados a uma abordagem atribucional de ACV.

Sobre as fronteiras de ambos os sistemas, os processos elementares do sistema VE-CaC estão representados pela Figura 1 e, do sistema VE-Li, pela Figura 2:

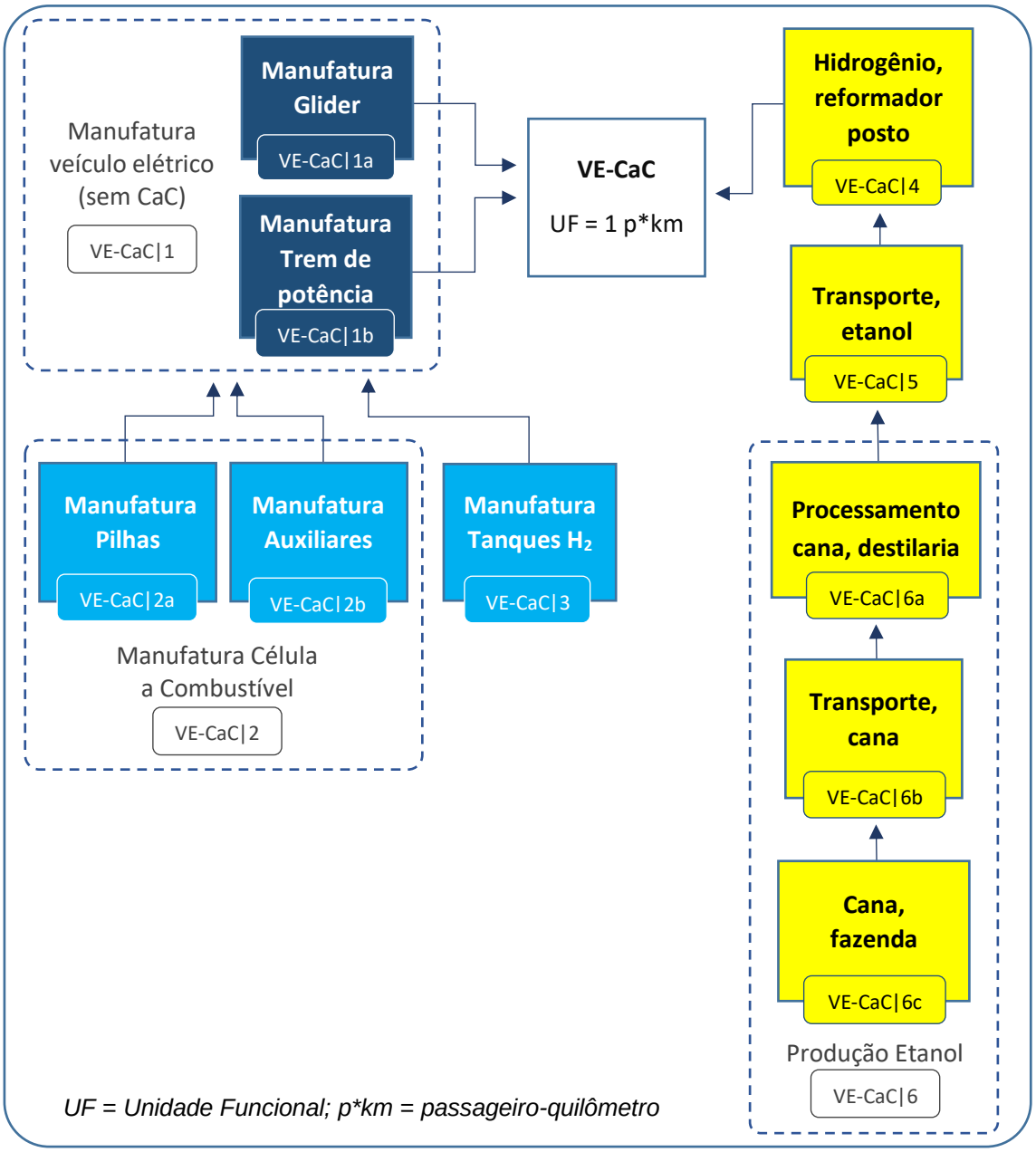


Figura 1 – Fronteiras do sistema VE-CaC

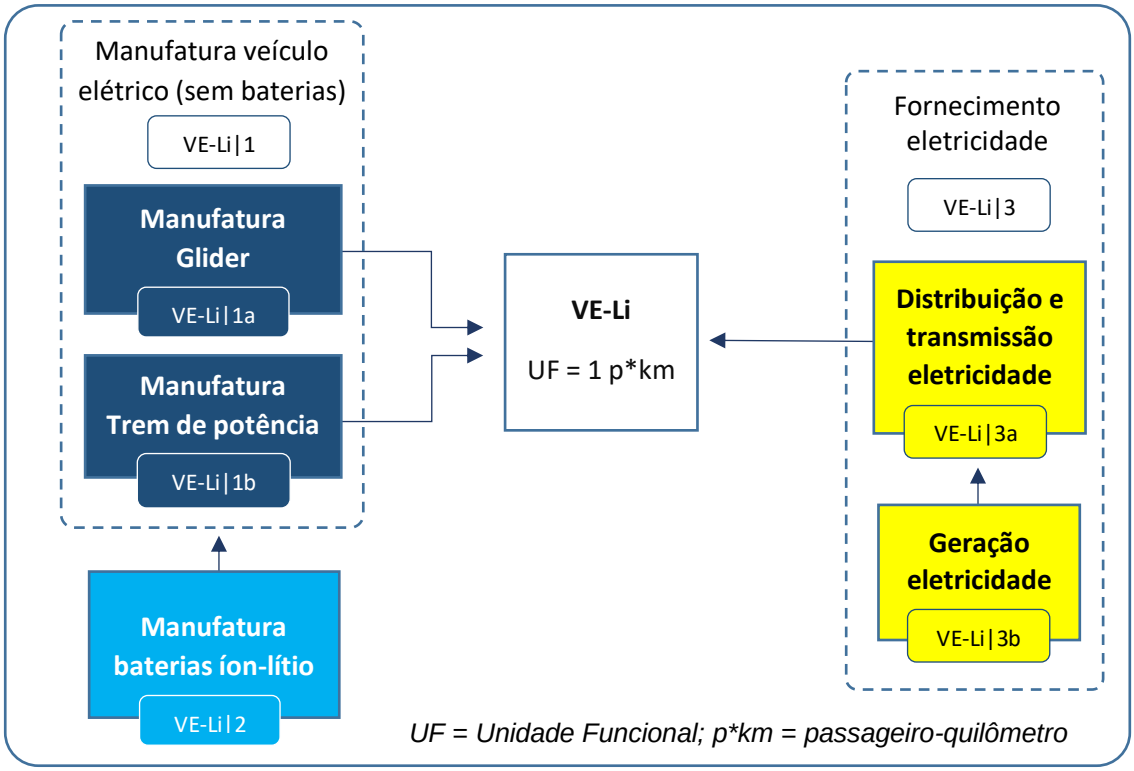


Figura 2 – Fronteiras do sistema VE-Li

Considerando a função dos sistemas analisados – transportar passageiros, a unidade funcional (UF) utilizada é 1 passageiro-quilômetro.

Quanto ao manejo dos coprodutos, o estudo utiliza o modelo de sistema da base Ecoinvent 3.7.1 denominado “alocação, corte por classificação”, no qual o tipo de manejo ocorre em função da classificação de cada subproduto – resíduo, material reciclável ou produto alocável (ECOINVET, 2022).

No caso do resíduo, as cargas ambientais associadas ao tratamento desse resíduo são completamente alocadas à atividade geradora do resíduo. Caso o tratamento do resíduo dê origem a algum subproduto que não seja considerado resíduo, nenhum crédito é dado à atividade geradora do resíduo, e esse subproduto é disponibilizado na base de dados como insumo inteiramente livre de cargas, podendo ser utilizado por outras atividades (ECOINVET, 2022).

Quando o subproduto é classificado como material reciclável, ele não é vinculado a nenhuma atividade de tratamento de resíduos e é disponibilizado na base de dados como um insumo livre de cargas. Neste contexto, o ciclo de uso

secundário se inicia com a coleta do material reciclável no local onde foi gerado, seguido de seu transporte ao local onde será processado (ECOINVET, 2022).

Por fim, após o manejo dos resíduos e dos materiais recicláveis, ocorre o processo de alocação para todos os subprodutos gerados pela atividade classificados como alocáveis. Este procedimento ocorre seguindo os fatores de alocação definidos em cada conjunto de dados da base Ecoinvent, sendo que os fatores são definidos pelo autor do conjunto de dados (ECOINVET, 2022).

Sobre o método de Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida (AICV), utilizou-se o CML-IA *baseline,* disponível na base Ecoinvent (WERNET et al, 2016).

Visando ao atendimento do princípio da completeza – preconizado pela principal família de normas que padroniza os estudos de ACV (ABNT, 2014), o estudo contemplou todas as categorias de impacto ambiental presentes no método CML-IA *baseline*, a saber: depleção abiótica, depleção abiótica/recursos fósseis, acidificação, eutrofização, ecotoxicidade de água doce, aquecimento global (GWP100a), toxicidade humana, ecotoxicidade marinha, depleção da camada de ozônio (ODP), oxidação fotoquímica e ecotoxicidade terrestre.

Por fim, a obtenção dos dados que subsidiam a análise apoia-se majoritariamente na base de dados Ecoinvent 3.7.1 (WERNET ET AL, 2016). Adicionalmente, também conta com dados de artigos científicos de relevância internacional e dados coletados junto à empresa Hytron – Energia e Gases Industriais, que possui atuação em âmbito internacional e contempla o processo de reforma-vapor do etanol dentre as operações que realiza. A sistematização dos dados e a realização dos cálculos envolvendo os fluxos de entrada e saída foram operadas no *software* OpenLCA 1.10.3 (GREENDELTA, 2020).

3. INVENTÁRIO DE CICLO DE VIDA (ICV)

Para o sistema VE-CaC, o veículo utilizado como referência de consumo médio foi o Toyota Mirai: 0,76 kg H_2/100 km (H2.LIVE, 2022), ou seja, 7,6e-3 kg H_2/km, operando com 2 tanques de H_2 (TOYOTA, 2018). A potência líquida da CaC considerada foi de 80 kW, uma potência nominal representativa em se tratando de veículos de médio porte (USAI et al, 2021).

O fator de consumo de etanol no reformador é 7,65 L de etanol por kg H_2 produzido – dados da empresa Hytron (LOPES, 2021). Assim, considerando-se a massa específica do etanol – cerca de 0,811 kg/L, tem-se que o fator de consumo é 7,65 L x 0,811 kg/L = 6,20 kg de etanol por kg de H_2 produzido.

A quantidade de eletricidade e água bruta necessários para a produção de 1 kg H_2 é 2,35 kWh e 30 L, respectivamente (LOPES, 2021).

Para a modelagem do transporte do etanol – destilaria até local de reforma (posto de gasolina), considerou-se a distância entre uma das regiões do país que mais produzem etanol (São José do Rio Preto) e um dos centros que mais consomem combustível visando à mobilidade urbana (São Paulo): ≅ 432 km.

Para o sistema de eletrificação envolvendo a bateria íon-lítio, o veículo considerado como referência foi o Nissan Leaf – modelo com capacidade da bateria de 40 kWh e consumo médio de 171 Wh/km (NISSAN, 2022), sendo que o peso total da bateria considerado foi 208 kg (DRIVINGCONNECTIVE, 2022).

Com relação a dados gerais de ambos os veículos, considerou-se vida útil de 150.000 km e peso total – sem baterias e sem CaC – de 1.200 kg.

As tabelas 1 e 2 sumarizam as fontes dos dados utilizados no ICV:

Tabela 1 – Bases de dados utilizadas em cada processo do sistema VE-CaC

PROCESSO	BASE DE DADOS – ICV
Manufatura Veículo	Ecoinvent 3.7.1 (WERNET et al, 2016)
Manufatura Glider Manufatura Trem de Potência	
Manufatura Célula a Combustível	USAI et al, 2021
Manufatura Pilhas	
Manufatura Auxiliares	
Manufatura Tanques de H_2	
Reforma-Vapor do etanol	Hytron (LOPES,2021); CHEN et al, 2020
Transporte Etanol	Ecoinvent 3.7.1 (WERNET et al, 2016)
Produção Etanol	
Transporte Cana-de-açúcar	
Produção Cana-de-açúcar	

Tabela 2 – Base de dados utilizada nos processos do sistema VE-Li

PROCESSO	BASE DE DADOS – ICV
Manufatura Veículo	Ecoinvent 3.7.1 (WERNET et al, 2016)
Manufatura Glider	
Manufatura Trem de Potência	
Manufatura Bateria	
Geração, transmissão e distribuição eletricidade	

4. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO CICLO DE VIDA (AICV)

A tabela 3 apresenta os resultados brutos de AICV, enquanto a figura 3 apresenta os resultados de forma comparativa:

Tabela 3 – Resultados brutos de AICV em nível de *midpoint*, método CML-IA *baseline*

Indicator	VE-Li	VE-CaC	Unit
Abiotic depletion	1.24908e-5	9.26545e-6	kg Sb eq
Abiotic depletion (fossil fuels)	1.18302e+0	1.22558e+0	MJ
Acidification	5.66523e-4	1.39989e-3	kg SO2 eq
Eutrophication	2.82997e-4	6.16501e-4	kg PO4--- eq
Fresh water aquatic ecotox.	3.43945e-1	2.73633e-1	kg 1,4-DB eq
Global warming (GWP100a)	1.10999e-1	9.44909e-2	kg CO2 eq
Human toxicity	3.81067e-1	2.99460e-1	kg 1,4-DB eq
Marine aquatic ecotoxicity	4.18481e+2	3.55820e+2	kg 1,4-DB eq
Ozone layer depletion (ODP)	6.72611e-9	4.75172e-8	kg CFC-11 eq
Photochemical oxidation	3.46599e-5	1.20223e-4	kg C2H4 eq
Terrestrial ecotoxicity	7.81153e-4	3.73721e-4	kg 1,4-DB eq

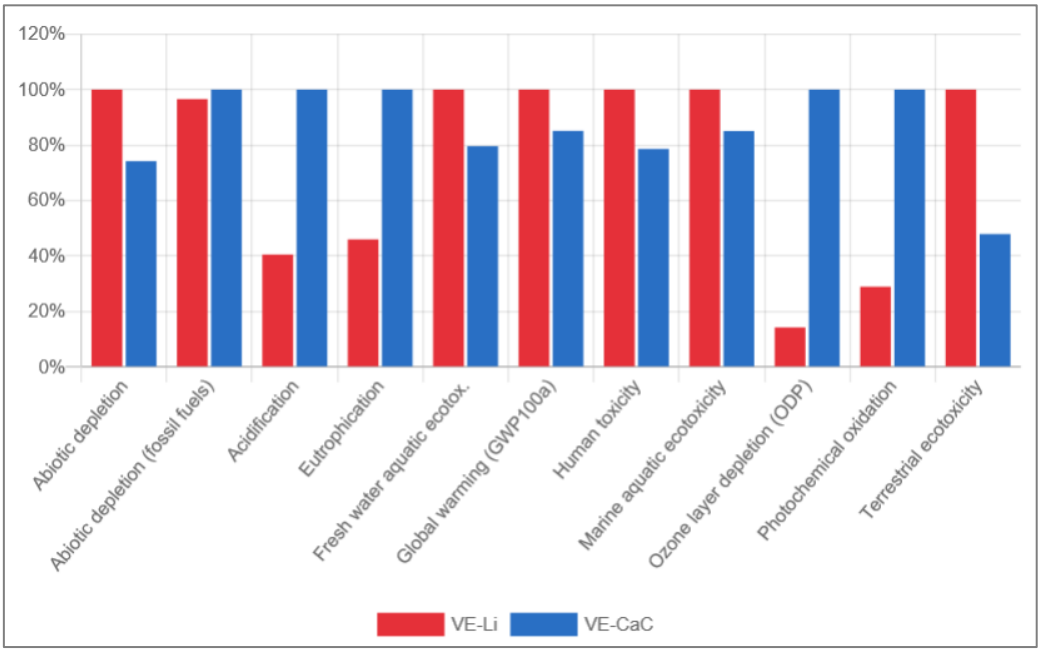


Figura 3 – resultados comparativos de AICV em nível de *midpoint*, método CML-IA *baseline*

Em termos gerais, o sistema VE-Li mostrou-se mais impactante em 6 categorias do método CML-IA *baseline*: depleção abiótica, ecotoxicidade de água doce, aquecimento global (GWP100a), toxicidade humana, ecotoxicidade marinha e ecotoxicidade terrestre. Já o sistema VE-CaC mostrou-se mais impactante em 5 categorias: depleção abiótica, acidificação, eutrofização, depleção da camada de ozônio (ODP) e oxidação fotoquímica.

No caso das mudanças climáticas – categoria de impacto comumente apontada como uma das mais graves em termos de consequências para a vida humana, o sistema VE-Li apresentou impacto 15% maior que o VE-CaC. Neste sentido, os processos do sistema VE-Li que mais contribuíram para as mudanças climáticas foram as frações do *mix* de produção de energia elétrica referentes à geração com carvão mineral e gás natural em termelétricas (Figura 4).

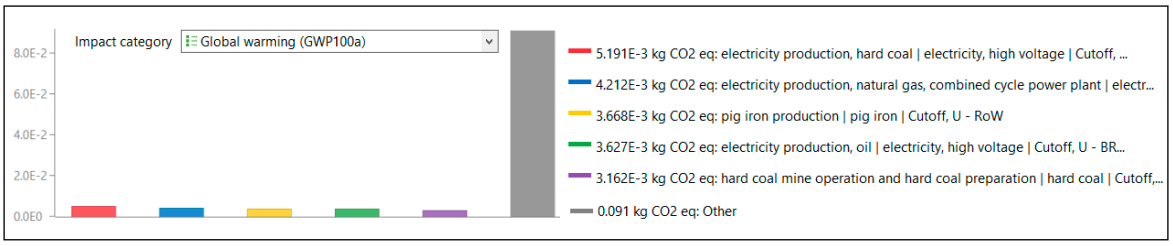


Figura 4 – processos do sistema VE-Li com maior contribuição para Aquecimento Global

Sobre as categorias que apresentaram resultados com maiores diferenças, o sistema VE-CaC mostrou-se substancialmente mais impactante nas categorias depleção da camada de ozônio e oxidação fotoquímica, e o VE-Li revelou-se expressivamente mais impactante no tema ecotoxicidade terrestre.

5. INTERPRETAÇÃO

A matriz elétrica brasileira é composta por cerca de 84,8% de fontes renováveis, 2,2% de fontes nucleares e apenas 13% de combustíveis fósseis (EPE, 2021), constituindo um perfil de baixa emissão de GEE – sobretudo se comparada à matriz mundial (aproximadamente 63,1% de combustíveis fósseis) (IEA, 2022). Verifica-se, portanto, que o sistema VE-Li conta com uma importante contribuição do perfil da matriz elétrica brasileira no sentido de possibilitar que esse sistema alcance um desempenho de baixas emissões.

Ainda assim, no estudo o sistema VE-CaC apresentou 15% menos impacto que o VE-Li na categoria Aquecimento Global, um desempenho fortemente diferenciado, em termos de baixa emissão de GEE, do veículo com célula a combustível operando com H_2 obtido da reforma-vapor do etanol.

Outro aspecto relevante é que, mesmo com participação substancialmente baixa de gás natural e carvão mineral na matriz elétrica brasileira – 8,3% e 3,1%, respectivamente (EPE, 2021), os processos de geração de eletricidade a partir destas fontes foram os que mais contribuíram, no estudo, para a categoria Aquecimento Global dentro do sistema VE-Li. Assim, reforça-se a importância da observância quanto à necessidade de não ampliação da

participação de combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira caso a implementação do sistema VE-Li venha a se tornar uma realidade predominante. Uma vez que essa implementação alavancaria a demanda por eletricidade no país, atender essa demanda adicional de geração com fontes de baixa emissão seria condição indispensável para este sistema representar, efetivamente, uma solução expressiva em termos de redução de emissões de GEE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT-ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR ISO 14040: Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura. Rio de Janeiro, 2014.

CANO, Z. P.; BANHAM, D.; YE, S.; HINTENNACH, A.; LU, J.; MICHAEL FOWLER, M.; CHEN, Z. Batteries and fuel cells for emerging electric vehicle markets. Nature Energy. Nature. v. 3, p. 279–289, abr. 2018. Disponível em: < https://www.nature.com/articles/s41560-018-0108-1>. Acesso em: 27 jul. 2019.

COVERT, T.; GREENSTONE, M.; KNITTEL, C. R. Will We Ever Stop Using Fossil Fuels? Journal of Economic Perspectives. American Economic Association. v. 30, n. 1, p. 117-138, 2016. Disponível em: <https://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/jep.30.1.117>. Acesso em: 01 ago. 2019.

DRIVINGCONNECTIVE. How Much Does A Nissan Leaf Battery Weight. Faq. 29 abril 2022. Disponível em <https://drivingconnective.com/how-much-does-a-nissan-leaf-battery-weight/>. Acesso em: 9 abr. 2022.

EGEDE, P. Electric Vehicles, Lightweight Design and Environmental Impacts. In:____. Environmental Assessment of Lightweight Electric Vehicles. Switzerland: Springer Nature, 2017. cap. 2, p. 9-40. Disponível em: <https://www.springer.com/br/book/9783319402765>. Acesso em: 15 mai. 2019.

EPE-Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional – Ano Base 2020. Brasília, 2021. Disponível em <

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 25 abr. 2022.

ECOINVENT. System Models. Disponível em <https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/system-models/>. Acesso 25 mai 2022.

GREENDELTA. OpenLCA: The open source software for sustainability assessment. Versão 1.10.3. Berlin, 2020.

H2.LIVE. Toyota MIRAI – MIRAI means the future. Disponível em: <https://h2.live/en/wasserstoffautos/toyota-mirai>. Acesso em: 13 dez. 2022.

IEA-International Energy Agency. Data and statistics. Disponível em < https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel> . Acesso em: 28 abr. 2022.

LOPES, D. G. RE: Doutorado Unicamp - Reforma a Vapor do Etanol. Mensagem recebida por <e-mail> em 4 nov. 2021. Fuel Performers: Product do Come – Ethanol. Hytron – Energia e Gases Industriais. NEA Group. 2021.

NISSAN. Nissan Leaf – Ano Modelo 2022. Disponível em <https://www-europe.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/sk/brochures/Pricelists/NEW_LEAF_SK.pdf>. Acesso em 8 abr. 2022.

RAMADHAS, A. S. Alternative Fuels for Transportation. Boca Ratón: CRC Press - Taylor & Francis Group, 2016.

SOUZA, A. B. B.; SILVA, E. P.; SILVA, D. B.; SILVA, D. O. B.; SOUZA, H. N.; PIMENTEL, J. M.; FURTADO, J. C.; RIEDEL, V. F. Sinergia entre o hidrogênio eletrolítico produzido por energia solar fotovoltaica e sua aplicação em veículos leves. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, 2020. Disponível em <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/974/974>. Acesso em 05 mai. 2022.

TOYOTA. 2018 Mirai. 2018. Disponível em: <https://www.toyota.com/content/ebrochure/2018/mirai_FuelCellTech.pdf >. Acesso em: 16 dez. 2020.

USAI, L., HUNG, C. R., VÁSQUEZ, F., WINDSHEIMER, M., BURHEIM, O. S., STRØMMAN, A. H. Life cycle assessment of fuel cell systems for light duty vehicles, current state-of-the-art and future impacts. Journal of Cleaner Production. Elsevier, v.280, part 2, jan. 2021. Disponível em: < https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620351301?via%3Dihub>. Acesso em 27 out. 2021.

Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., and Weidema, B., 2016. The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. The International Journal of Life Cycle Assessment, [online] 21(9), pp.1218–1230. Available at: <http://link.springer.com/10.1007/s11367-016-1087-8>. Acesso em 08 jun. 2021.

AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA E POSSÍVEIS CAMINHOS PARA AS DISTRIBUIDORAS EM FACE DA SOBRECONTRATAÇÃO

Rodrigo Mota Rodi[1]; Rafael Crochemore Ney[2]; Breno Carneiro Pinheiro[3]; Célio Bermann[1]

[1]Universidade de São Paulo; [2]CEEE - Grupo Equatorial Energia; [3]CIBiogás

RESUMO

Investiga-se como a política de ampliação do mercado livre de energia elétrica pode impactar o segmento de distribuição. A abertura total de mercado para todos os níveis de carga permitirá a escolha dos consumidores cativos entre diferentes fornecedores. Os Mecanismos de Venda de Excedentes, de Compensação de Sobras e Déficits e de Descontratação de Energia podem mitigar efeitos da sobrecontratação decorrente dessa política. Analisou-se a literatura sobre a sustentabilidade da distribuição, o panorama normativo dos mecanismos e dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Os mecanismos podem mitigar parcialmente a sobrecontratação das distribuidoras, porém há espaço para soluções estruturais para esta problemática econômico-financeira que deverão ser endereçadas pelo legislador e pelo regulador.

Palavras-chave: energia elétrica, regulação, mercado livre, distribuição.

ABSTRACT

This article investigates how the policy of expansion of the free electricity market might impact the distribution segment. A total market liberalization to all load levels will allow regulated consumers to choose between different suppliers. The Surplus Sales Mechanism, the Surplus and Deficit Compensation Mechanism and Energy Decontracting Mechanism can mitigate the effects of overcontracting resulting from this policy. It has been analyzed the literature on distribution sustainability, the normative overview of the existing mechanisms and public data of the Electric Energy Trading Chamber. These mechanisms can partially mitigate the overcontracting of distributors, but there is room for structural

solutions to this economic and financial problem that should be addressed by the legislator and the regulator.

Keywords: electricity, regulation, free market, distribution.

1. INTRODUÇÃO

A Indústria da Eletricidade Brasileira (IEB) passa por uma modernização, na qual se insere a política pública[1] de ampliação do mercado livre de energia (MLE) para todos os consumidores terem liberdade na escolha de seu fornecedor. A modernização, por medidas legislativas e regulatórias, é impulsionada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), formulador de políticas setoriais. A concretização da política em estudo exige participação dos agentes políticos e econômicos e aumentará a liberdade de escolha de fornecedores (geradores e comercializadores) pelos consumidores que migrarem do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A livre escolha do fornecedor de eletricidade pelos consumidores cativos é resultado de uma desverticalização incompleta. No Brasil, manteve-se as atividades de distribuição e comercialização parcialmente conjugadas no monopólio das distribuidoras sobre mercados cativos (SCHOR, 2018, p. 52-54). A pública de ampliação do MLE modifica significativamente a conformação atual.

Essa evolução do modelo setorial tem uma série de implicações. Como assinalado por Gomes e Kato (2007), impactos relevantes da ampliação do MLE atingirão o segmento de distribuição, o que pode colocar em estado de atenção a sustentabilidade econômica das concessões. Há risco de eventual sobrecontratação de energia e insustentabilidade do segmento de distribuição e seus Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs), dada possibilidade de maior migração de consumidores para o ACL.

Este artigo investiga como a política de ampliação do MLE pode impactar a distribuição e se os já existentes Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e Mecanismo de Descontratação de Energia (MDE) podem mitigar os efeitos sobre o segmento.

[1] Entende-se por "*política pública*" um plano de ação governamental (BUCCI, 2021, p.51-53; 123-125), uma mobilização político-administrativa em ações dos Poderes Executivo e Legislativo.

A ampliação do MLE enseja questionamentos como: o que ocorrerá com as concessões de distribuição? Como viabilizá-las economicamente diante da migração de consumidores? Quais mecanismos podem aliviar o impacto? Os mecanismos já existentes podem mitigá-lo? Foi realizada *(i)* revisão da literatura sobre a sustentabilidade da distribuição, *(ii)* análise empírico-normativa da regulamentação dos mecanismos e *(iii)* dados disponibilizados pela CCEE.

2. A POLÍTICA PÚBLICA E O SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

A política pública em estudo permitirá que até os consumidores de carga inferior a 500 kW atendidos em baixa tensão escolham seu fornecedor, além de liberalizar a escolha dos consumidores livres e especiais[2]. Ela foi reforçada pelo Grupo de Trabalho de Modernização (GT, Portaria MME 187/19) para elaborar de propostas de modernização. O GT publicou relatórios e planos de ação em eixos de atuação como a *ampliação do MLE* e a *sustentabilidade do segmento de distribuição*. Foi criado (Portaria MME 403/19) o Comitê de Implementação da Modernização (CIM) para monitorar a execução da política com publicidade, viabilizar a implementação das ações e propor medidas complementares.

O MME publicou a Portaria 514/18, com prazos para permitir a migração de consumidores cativos (atendidos no ACR) e a completa abertura do MLE, em patamares de carga até atingir usuários com consumo abaixo de 500 kW. Determinou-se que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentassem medidas regulatórias para permitir a abertura do mercado livre para todos. No Poder Legislativo, os Projeto de Lei (PL) 1.917/15 e 414/21, frutos da Consulta Pública (CP) MME 33/17, veiculam ações da modernização. O trabalho para a implementação da política é um movimento do Executivo e Legislativo.[3]

[2] Art. 2º, VIII, IX e XXIV, da REN 1.000/21.
[3] Resultados da CP MME 33/17: NT 14/2017/AEREG/SE (proposta de aprimoramento do marco legal da IEB), NT 1/2018/AEREG/SE e NT 1/2018/SE. A Consultoria Jurídica opinou (Parecer 65/2018/CONJUR-MME/CGU/AGU) favoravelmente à minuta de PL que resultou da CP.

2.1 Sustentabilidade econômico-financeira da distribuição

2.1.1 – Regramento constitucional, legal, regulatório e contratual

O equilíbrio econômico-financeiro da concessão de serviço público é uma garantia da Constituição Federal (art. 37, XXI) entendida como equação intangível e definida como relação de igualdade formada pelas obrigações do contratante no momento do ajuste e a compensação econômica correspondente (BANDEIRA DE MELLO, 2007, p. 619-620). Trata-se de uma imperatividade desde o momento da celebração do contrato de concessão (CC), que equaciona de maneira equivalente os encargos do contratado e a retribuição financeira a que faz jus (HARB, 2017). Impõe-se a preservação do equilíbrio da avença (GUIMARÃES, 2017) e a Administração deve respeitar essas condições. A Lei 8.987/95 tratou expressamente da matéria em seus arts. 9º e 10: mantidas as condições contratuais, o equilíbrio do CC deve ser respeitado (CÂMARA, 2017).

Para a distribuição, a Resolução Normativa ANEEL (REN) 948/21 disciplina a regulação econômico-financeira aplicável às delegatárias de distribuição, transmissão e geração. O tema da sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras é tratado pelo Módulo VIII, que fixa critérios de eficiência, continuidade do fornecimento e gestão econômico-financeira das concessões de distribuição, além de sanções ao descumprimento dos critérios.

O Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira definido nos CC equivale ao critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira dado por equação envolvendo a dívida líquida com ativos e passivos da companhia; sua Quota de Reintegração Regulatória, que considera a depreciação e a amortização dos investimentos, visando recompor os ativos afetos ao serviço ao longo de sua vida útil, e a riqueza anual gerada (Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA).

Nos CC de distribuição, o parâmetro mínimo de sustentabilidade segue essa lógica. Por exemplo, a concessão da CEEE Grupo Equatorial Energia (CEEE-D), CC 81/1999, em seu 4º Termo Aditivo, previu a sustentabilidade econômico-financeira (Cláusula Sétima e Anexo III). É dever da distribuidora manter a sustentabilidade na gestão de seus custos e despesas. Caso se verifique que ela os descumpriu, as consequências impostas são: *(i)* limitação de

(a) distribuição de dividendos; ou *(b)* pagamento de juros sobre o capital próprio; e *(ii)* submissão a regime restritivo de contratos com partes relacionadas.

Os impactos deste mecanismo contratual para o aspecto financeiro da concessionária não se confundem com o rol de penalidades previsto pelo CC, que restringe o regime sancionatório às disposições legais e regulamentares. Este mecanismo disciplina sanção autônoma. Não se trata de descumprimento qualquer, mas a não observância específica de critérios de eficiência regulados no CC. Restringe-se os proventos se a distribuidora apresentar ineficiência, zelando-se pela sustentabilidade da concessão.

2.1.2 – Análise da literatura sobre o tema

Scalzer *et al*. (2019) investigaram os indicadores financeiros capazes de prever o endividamento das distribuidoras, evidenciando que o método de retorno sobre os ativos físicos (*Return on Assets*) e medição de Liquidez Imediata e Liquidez Corrente se destacam em seu poder de prever as empresas com pior desempenho regulatório. Investigaram quais indicadores financeiros podem prever o endividamento das distribuidoras no Brasil em face das metas regulatórias estabelecidas pela ANEEL (atualmente, Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, REN 605/14 e Despacho SFF 2.904/21). A regulamentação atual da ANEEL conteria incentivos ineficazes para que as empresas fossem eficientes e penalizadas por ineficiências, o que pode não ser suficiente para que elas tomem decisões que garantam a sustentabilidade ao longo do tempo.

Cardoso de Mendonça *et al.* (2020) analisaram questão dos níveis de eficiência tendo em vista possível aprimoramento da metodologia de mensuração das eficiências das distribuidoras adotada pela ANEEL. Como resultado da investigação, diferentemente do *Data Envelopment Analysis* empregado pela Agência, a abordagem Bayesiana aplicada ao estudo permitiu verificar mudanças nas eficiências de 61 distribuidoras entre 2003 e 2016. Demonstrou-se que a revisão tarifária periódica é positivamente afetada pela eficiência dos distribuidores. O estudo concluiu que esse modelo pode permitir que o regulador analise ganhos de eficiência de cada distribuidora, além de permitir a percepção na mudança da classificação de distribuidoras ao longo do

tempo, por ser uma abordagem mais flexível e dinâmica do que a clássica. Portanto, há uma melhora na revisão tarifária, que é importante para os serviços públicos e para os consumidores que os remuneram. As medidas de eficiência do estudo são fundamentais para um processo mais justo de revisão tarifária com base na regulação de incentivos (CARDOSO DE MENDONÇA *et al*., 2020).

As incertezas e os riscos para as distribuidoras, que podem ser intensificados pela política de ampliação do mercado livre, foram mencionados por Prandini (2021), bem como por Walvis e Gonçalves (2014). Destaca-se a sobrecontratação, que pode ser impulsionada pela política de ampliação do MLE, mas deverá observar o teto regulamentar em vista e a sustentabilidade dos negócios neste segmento. Prandini (2021) endereçou questões do processo de ampliação do MLE tendo em vista a expansão do setor, abordando de maneira breve e expositiva o aumento crescente de fontes renováveis e intermitentes, a precificação da energia por oferta e demanda, a segurança de abastecimento e a criação de um mercado de capacidade (leilões e encargo de reserva de capacidade[4]). A política resultará em diminuição na contratação de energia pelas distribuidoras pelo ACR, mecanismo que sustentou a expansão da geração através de contatos de longo prazo firmados entre geradores e distribuidoras. As incertezas para as distribuidoras são muitas, pois, a sobrecontratação pode ser impulsionada tanto pela ampliação do MLE, quanto pela difusão da geração distribuída, que avança no território brasileiro (PRANDINI, 2021).

Walvis e Gonçalves (2014) investigaram uma reforma ideal para o setor a partir de uma análise do atual ACL. Buscou-se a proposição de possíveis mecanismos de mercado para melhorar esse ambiente, como facilitar entrada de agentes, permitir formação de preços mais transparente e implementar ambiente de contratação próximo ao utilizado em outros mercados de *commodities*. Na distribuição, ressalta-se a relevância do cálculo da energia a ser contratada pelas distribuidoras, pois estas devem contratar no ACR a demanda total dos consumidores da área de outorga. A sub e a sobrecontratação possuem efeitos econômicos adversos às distribuidoras. Na sobrecontratação,

[4] Decreto 10.707/21, regulamentou a contratação de reserva de capacidade na forma de potência (Lei 10.848/04, arts. 3º e 3º-A) e criou o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade.

o limite máximo passível de repasse ao consumidor pela tarifa é de 5% do montante de energia sobrecontratada.

2.2 Sobrecontratação involuntária de energia

Na distribuição, vigora a regra de contratação de energia para a totalidade do mercado (Lei 10.848/04, art. 2º). A sobrecontratação involuntária é a aquisição de montantes de energia superior à declaração de necessidade de compra apresentada pelas distribuidoras nos leilões regulados (Decreto 5.163/04 arts. 11 a 19). A REN 1.009/22 disciplina a contratação de energia pelos agentes no ACR e no ACL e os critérios para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária em atendimento ao Decreto 5.163/04.

O Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, "Sobrecontratação de energia e exposição ao mercado de curto prazo" (REN 1.003/22, anexo XXXV), apresenta os critérios da apuração do repasse de custos da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo, nos processos de reajuste e revisão tarifária das distribuidoras.

3. POSSÍVEIS SOLUÇÕES PARA A SOBRECONTRATAÇÃO

3.1 Mecanismo de Venda de Excedentes

Como uma forma de solucionar o problema da sobrecontratação de energia, o art. 47-A do Decreto 5.163/04 (incluído pelo Decreto 9.143/17) criou o MVE e a REN 824/18 o regulamentou. A REN 1.009/22 regulamenta critérios e condições do MVE e disciplina os mecanismos de gestão de contratos provenientes de novos empreendimentos de geração.

O MVE viabiliza um ambiente competitivo para os compradores adquirirem energia dos vendedores com publicidade, transparência e igualdade de acesso. A distribuidoras vendedoras declararem sobras contratuais, desde que adimplentes com suas obrigações; e os compradores são comercializadores, geradores, consumidores livres e autoprodutores (GANIM, 2019, p. 284). O MVE é mensal, trimestral, semestral, anual, bienal, trienal, quadrienal e quinquenal (REN 1.009/22, art. 110, I a VIII). Em maio de 2021, um

processamento extraordinário atingiu recorde de 1.031 MW médios negociados.[5] O mecanismo vem se mostrando solução economicamente aquecida para equacionar sobras de energia nos contratos do ACR, aliando necessidade de venda das distribuidoras e demanda dos compradores de energia.

O mecanismo volta-se à gestão mais flexível dos portifólios das distribuidoras, de modo que comercializem sobras contratuais obedecendo diretrizes e premissas (art. 111 da REN 1.009/22), notadamente: *(i)* a participação voluntária; *(ii)* declaração de montantes e preços por submercado e por tipo de energia (convencional ou especial); *(iii)* limitação a declarar no máximo 15% de toda a carga apurada nos últimos 12 meses no centro de gravidade[6] da distribuidora; e *(iv)* padronização de preço a ser praticado.

O MVE se reflete no processo reajuste ou revisão tarifária subsequente. As vendas de montantes referentes *(i)* a 105% do mercado regulatório ou *(ii)* à sua sobrecontratação involuntária implica em dois possíveis resultados: em caso de benefício financeiro, compartilhamento de 50% dos efeitos aos consumidores; em prejuízo, repasse de 100% à distribuidora. Em sobrecontratação voluntária, as vendas de montantes de energia terão seus efeitos (benefício ou prejuízo) atribuídos à distribuidora (REN 1.009/22, art. 112, I a III).

As Regras de Comercialização (v. 2022.6.0, REN 1.015/22) contemplam as etapas do MVE: apuração dos limites de energia (convencional e especial) disponíveis para venda, apuração da quantidade em relação ao limite regulatório de sobrecontratação, determinação dos montantes, dos valores a liquidar decorrentes das negociações no âmbito do mecanismo, do percentual de inadimplência, dentre outros aspectos. A REN 1.015/22 disciplinou o aporte de garantias financeiras para participação de agentes compradores no MVE a fim de reduzir inadimplência e proporcionar mais segurança às operações.

O retrospecto de negociações de energia no MVE em 2021 atesta: em termos de energia negociada, atingiu-se o total de aproximadamente 16.500 GWh, valor superior aos quase 9.300 GWh negociados em 2020 e 14.000 GWh

[5] CanalEnergia. *MVE bate recorde e comercializa mais de 1 GW médio*. Maio, 2021. <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53174381/mve-bate-recorde-e-comercializa-mais-de-1-gw-medio>. Acesso em 10 mai. 2022.
[6] A definição de ponto de gravidade é dada pelo art. 3º, VII, da REN 1.009/22.

em 2019.[7] Em um cenário de ampliação do mercado livre e com o possível aumento de migrações para o ACL, há potencial para as distribuidoras utilizem, cada vez mais, este mecanismo para vender excedentes sobrecontratados.

3.2 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

Outro caminho para mitigar a sobrecontratação pelas distribuidoras é o MCSD (Decreto 5.163/04, art. 28, §5º, e art. 39, §2º). O MCSD permite que distribuidoras compensem *entre si* montantes de adquiridos promovendo o repasse de energia entre cedentes com sobras e cessionárias com déficits. Os montantes podem ser oriundos de: *(i)* leilões de empreendimentos existentes; *(ii)* alocação da energia adquirida, de forma escalonada em leilões específicos; *(iii)* leilões de energia nova ou existente para minimizar o risco de penalidades por insuficiência de lastro de energia; ou *(iv)* leilões de empreendimentos novos.

O tema é disciplinado pelo art. 126 e seguintes da Convenção de Comercialização de Energia (instituída pela REN 957/21). A Convenção delega a apuração e liquidação financeira do MCSD aos Procedimentos de Comercialização. O Módulo 8 dos Procedimentos de Comercialização da CCEE, subdivide-se em MCSD de Energia Existente; MCSD de contratação escalonada; liquidação financeira das cessões; MCSD Ex-post; e MCSD de Energia Nova (cf. REN 1.012/22). Há condições, procedimentos e prazos específicos para os agentes da CCEE participarem de cada uma das modalidades, além das regras de apuração e liquidação dos valores. Adicionalmente, o MCSD de Energia Nova tem normas específicas que tratam *(i)* da cessão de valores relacionados a CCEARs na modalidade quantidade e disponibilidade vinculados a novos empreendimentos, bem como *(ii)* da possibilidade de redução de montantes contratados com os agentes geradores detentores de contratos de novos empreendimentos (arts. 103 a 107).

O 1º trimestre de 2022 aponta cessão de cerca de 1.108 MWm e total a liquidar de cerca de R$ 240.000,00, com preço médio entre R$ 197,50/MWh.[8]

[7] Conforme informações do InfoMVE, disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-mve/liquidacao>. Acesso em 30 abr. 2022.
[8] Conforme informações do InfoMCSD, disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mcsd>. Acesso em 30 abr. 2022.

Ampliação do MLE e sobrecontratação das distribuidoras poderão fazê-las ceder montantes via MCSD, observando restrições de suas modalidades.

3.3 Mecanismo de Descontratação de Energia

A Lei 14.120/21 positivou o mecanismo competitivo de descontratação ou redução de energia contratada ("Mecanismo de Descontratação de Energia" – MDE). Essa modificação da Lei 10.848/04 foi criada pela Medida Provisória 998/20, cuja exposição de motivos sinaliza a intenção de promover "*mecanismos infralegais voltados a ajustar o nível de contratação das distribuidoras".*

Os PLs 1.917/15 e 414/21 visam incorporar soluções para a problemática econômico-financeira da sobrecontratação, no tocante aos CCEARs legados. Ambos PLs preveem inserções na Lei 10.848/04, que permitam venda energia e contratos em mecanismos centralizados para reduzir excesso de contratação para atendimento à totalidade da carga de seu mercado.[9] A ideia é *(i)* criar mecanismos centralizados de venda pelas distribuidoras, *(ii)* flexibilizar a regra de contratação para a totalidade da carga (Lei 10.848/04, art. 2º) e *(iii)* permitir transferência bilateral de contratos entre si, paralelamente a meios centralizados de compensação de posições contratuais.

Os agentes esperam uma solução estrutural para dar estabilidade ao mercado e abri-lo sem riscos à distribuição e demais segmentos. As distribuidoras devem contratar o necessário para atender seus mercados, mas não podem ficar expostas no processo. A Proposta Conceitual para Abertura do Mercado da CCEE prevê aprimoramento *(i)* dos "vasos comunicantes" entre ACR e ACL com mecanismos de venda de energia entre eles, tornando-os dinâmicos e diminuindo riscos para as distribuidoras; e *(ii)* da gestão ativa do portifólio das distribuidoras, possibilitando maior negociação e descontratação de energia.[10]

A Nota Técnica (NT) SRM 10/22 prevê aperfeiçoamento dos mecanismos de gestão do portfólio e mitigação da sobrecontratação (MVE, MCSD e MDE). Para a NT SRM 10/22, foram recebidas respostas à Tomada de

[9] Por exemplo, art. 6º do PL 414/21.
[10] CCEE. Proposta Conceitual para Abertura do Mercado – Carta CCEE 5492/2021, de 29 de setembro de 2021 – São Paulo: CCEE, 2021.

Subsídios 10/21. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica reivindicou: *(i)* melhoria da gestão de portifólio de contratos; *(ii)* aprimoramento do MVE e do MCSD; *(iii)* regulamentação do MDE; e *(iv)* novos mecanismos que tornem a gestão dos contratos pelas distribuidoras mais eficiente e mitiguem custos aos consumidores finais. Para a ABRADEE, a transferência bilateral de CCEARs (PL 414/21) pode ser mais eficiente do que o MCSD, por ser mais flexível e permitir mais agilidade às empresas. As regras de todos os mecanismos devem ser bem definidas e não impor incertezas às distribuidoras.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os mecanismos já operacionais, MCSD e MVE, são caminhos – que podem ser mais fortalecidos – para as distribuidoras descontratarem sobras de energia sobrecontratada no ACR. Estas companhias, que devem adquirir energia para suprir a demanda de seu mercado cativo, estão sujeitas ao agravamento do risco de sobrecontratação devido à implementação da política de ampliação do MLE até a completa abertura a todos os níveis de carga. Com a migração de mais consumidores para o ACL e a redução do mercado e do faturamento, as distribuidoras podem ficar mais expostas financeiramente devido à sobrecontratação involuntária superior à quantidade necessária declarada apresentada nos leilões regulados.

Os mecanismos já regulamentados, ainda limitados e restritos a situações específicas, se mostram como soluções econômicas viáveis para endereçar os excedentes de eletricidade dos CCEARs legados e há espaço para o MDE introduzido pela Lei 14.120/21. Novos mecanismos deverão ser endereçados pelo legislador e pelo órgão regulador, para solucionar a questão de forma estrutural e evitar a insustentabilidade do segmento especialmente no tocante aos contratos legados, o que pode ser objeto de estudos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BANDEIRA DE MELLO, C. A. Curso de Direito Administrativo. 22ª Ed. – São Paulo: Malheiros, 2007.

CÂMARA, J. A. Direito público e infraestrutura. Enciclopédia jurídica da PUC-SP. Celso Fernandes Campilongo *et al*., (coords.). Direito Administrativo e Constitucional. São Paulo: PUC-SP, 2017.

BUCCI, M. P. D. Fundamentos para uma teoria jurídica das políticas públicas. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2021.

CARDOSO DE MENDONÇA, M. J. *et al.* Analysis of electric distribution utilities efficiency levels by stochastic frontier in Brazilian power sector. Socio-Economic Planning Sciences, p. 100973, 30 nov. 2020.

GANIM, A. Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis. 3. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2019.

GOMES, M. L.; KATO, R. T. Funcionamento do mercado de energia elétrica em dois ambientes (regulado e livre) e as possíveis consequências da ampliação do ambiente de contratação livre no Brasil. *In*. SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2007, Rio de Janeiro.

GUIMARÃES, B. S. Formas de prestação de serviços públicos. Enciclopédia jurídica da PUC-SP. CAMPILONGO, C. F. *et al*., (coords.). Direito Administrativo e Constitucional. São Paulo: PUC-SP, 2017.

HARB, K. H. Princípio da continuidade do serviço público e interrupção. Enciclopédia jurídica da PUC-SP. CAMPILONGO, C. F. *et al*., (coords.). Direito Administrativo e Constitucional. São Paulo: PUC-SP, 2017.

PRANDINI, T. M. A expansão do setor e a ampliação do mercado livre de energia – Novas práticas. Agência iNFRA, 21 jan. 2021.

SCALZER, R. S. et al. Financial distress in electricity distributors from the perspective of Brazilian regulation. Energy Policy, v. 125, p. 250-9, fev. 2019.

SCHOR, J. M. Abertura do mercado livre de energia elétrica: vantagens e possibilidades do retail wheeling no Brasil. Rio de Janeiro: Synergia, 2018.

WALVIS, A.; GONÇALVES, E. D. L. Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. FGV-CERI. Rio de Janeiro. Disponível em:

<https://ceri.fgv.br/publicacoes/avaliacao-das-reformas-recentes-no-setor-eletrico-brasileiro-e-sua-relacao-com-o>.

ANÁLISE COMPARATIVA DE DADOS DE REANÁLISE ERA5 E OBSERVACIONAIS DE ESCOAMENTO ATMOSFÉRICO PARA ESTUDOS DE GERAÇÃO EÓLICA NO NORDESTE BRASILEIRO

Wland Oliveira Camilo Júnior[1]; Davidson Martins Moreira[1]; Allan Rodrigues Silva[1]; Yasmin Kaore Lago Kitagawa[1]; Diogo Nunes da Silva Ramos[1]; Rizzieri Pedruzzi[1]; Armando Temporal Neto[1]

[1]SENAI/CIMATEC

RESUMO

Em geração de energia eólica para extrair o máximo aproveitamento dos empreendimentos é fundamental utilizar um método confiável de previsão de ventos. Todavia, é difícil encontrar regiões com disponibilidade de dados de vento confiáveis para previsões e pesquisas, principalmente no Nordeste do Brasil. Uma solução alternativa para este problema é a utilização de dados de reanálise oriundos de modelos globais. Neste sentido, o principal objetivo deste estudo é comparar dados de reanálise meteorológica ERA5, fornecidos pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), com dados privados de duas estações particulares no clima semiárido do Nordeste brasileiro. Para quantificar e qualificar o nível de correlação/concordância entre os dados de velocidade do vento medidos localmente pelas estações meteorológicas e os dados provenientes de reanálise do ERA5 foram utilizados os seguintes indicadores estatísticos: viés médio (MB), erro médio absoluto (MAE), erro médio quadrático (RMSE) e coeficiente de correlação de Pearson (r). As análises mostraram que os dados de velocidade e direção do vento do ERA5 são próximos com MAE em torno de 1,5 m/s e fornecem uma boa estimativa para ventos à 100 m de altura. Todavia, o estudo aprofunda esta análise e tenta elucidar as principais vantagens e ou precauções no uso dos dados de reanálise em substituição aos dados observados localmente.

Palavras-chave: Energia Renovável; Energia eólica; Dados de Reanálise ERA5.

ABSTRACT

In wind power generation, to extract the maximum use from the projects, it is essential to use a reliable method of wind detection. However, it is difficult to find regions with reliable wind data availability for forecasts and research, especially in the Northeast of Brazil. An alternative solution to this problem is the use of reanalysis data from global models. In this sense, the main objective of this study is to compare ERA5 meteorological reanalysis data, provided by the European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), with data of two privates stations in the semi-arid climate of Northeast Brazil. To quantify and qualify the level of correlation/agreement between wind speed data measured locally by weather stations and data from ERA5 reanalysis, the following statistical indicators were used: mean bias (MB), mean absolute error (MAE), root mean square error (RMSE) and Pearson's correlation coefficient (r). The analyzes showed that the wind speed data from ERA5 are close with an MAE of around 1.5 m/s and provide a good estimate for winds at height 100 m. However, the study deepens and tries to elucidate the main advantages, assertiveness, and precautions in the use of reanalysis data to replace locally observed data.

Keywords: Renewable Energy; Wind Energy; ERA5 Reanalysis data.

1. INTRODUÇÃO

A região Nordeste do Brasil desponta hoje no país em geração eólica, dos atuais 21GW de potência instalada, cerca de 18,93 GW estão instalados na região (INFOWIND 24-ABEEOLICA, 2022). No início da década passada, o Nordeste dependia fortemente de geração oriunda de outras regiões através do intercâmbio do Sistema Interligado Nacional (SIN), contudo atualmente se tornou autossuficiente em geração de energia elétrica.

Na região baiana do presente estudo os ventos médios anuais atingem velocidades de até 10 m/s nas maiores elevações. Estima-se, para a região áreas com ventos superiores a 7,0 m/s a 100 m de altura e comportem uma capacidade equivalente a 6,2 GW em energia eólica. Na margem norte do Lago de Sobradinho, sobre o município de Casa Nova sopram ventos com médias

anuais de 7,0 m/s, tendo sido verificadas médias de até 8,0 m/s a 100 m de altura em algumas áreas. (ATLAS EÓLICO DA BAHIA, 2013).

A região pernambucana objeto desse trabalho, o sertão do Araripe, mais precisamente no município de Araripina, de acordo com o ATLAS PERNAMBUCANO (2017) possui velocidade média anual do vento próxima a

8 m/s (medidas a 100m de altura), e possui uma constância dessa velocidade. Araripina está localizada a uma altitude entre 600 e 900 metros com baixa rugosidade do terreno. No Sertão do Araripe o vento tem um ciclo mais noturno, com máximos horários entre 2-4 da manhã e mínimos entre 13-15 horas.

A produção de eletricidade através da Energia Eólica é um fator totalmente dependente da velocidade dos ventos na região, e esta é uma variável inconstante e de difícil previsão, o que provoca problemas nas estimativas de potência eólica disponível. Com isso, a tentativa de previsão desta variável meteorológica tornou-se um importante objeto de estudo há alguns anos. No setor eólico, uma estratégia bastante atual tem sido a busca por métodos de previsão de velocidade de vento que possam fornecer garantias aos investidores do setor eólico, de modo que essa busca alavanca cada vez mais pesquisas no campo de estudo da energia eólica (CAMELO, et. al. , 2016).

É um grande desafio é encontrar disponibilidade de dados de vento consistentes e confiáveis para previsões e pesquisas. Uma solução alternativa para este problema é a utilização de dados de reanálise oriundos de modelos globais simulados em um grid que engloba a região de interesse. Neste sentido, o principal objetivo deste estudo é confrontar dados de reanálise meteorológica ERA5 com dados anemométricos privados coletados em duas estações particulares no clima semiárido do Nordeste brasileiro.

2. METODOLOGIA

2.1 Dados utilizados

No desenvolvimento deste trabalho foram utilizados dados de velocidade e direção do vento obtidos em duas estações particulares localizadas no

Nordeste do Brasil, mais precisamente em Araripina-PE e outra em Casa Nova-BA, conforme ilustrado na Figura 1.

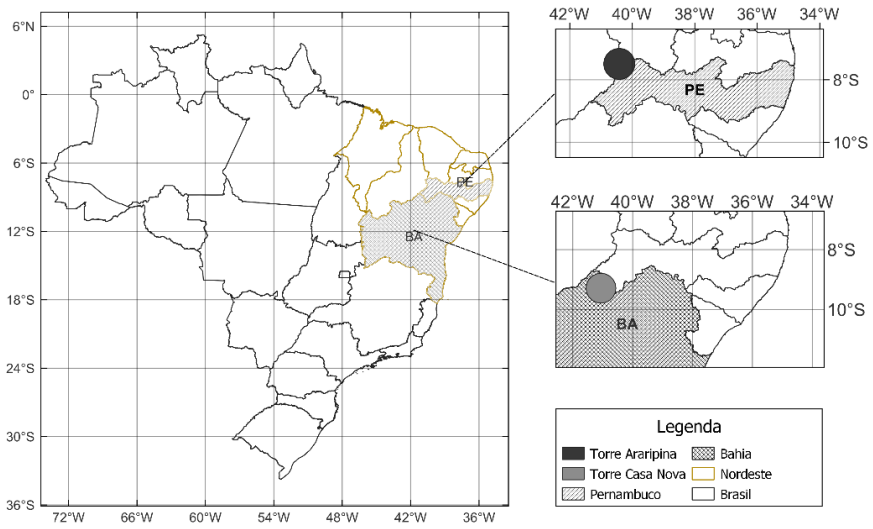


Figura 1 – Localização dos municípios

Os dados de velocidade e direção do vento considerados têm uma frequência horária e foram medidos a 100 m de altura.

Os dados medidos foram avaliados a partir de testes de qualidade, resultando em indicadores (flags) binários, aprovado (flag=1) ou reprovado (flag=0). Em síntese, os critérios considerados foram: 1) Teste de limites físicos - Identifica valores fora do intervalo fisicamente possível para cada variável meteorológica, considerando as normais climatológicas do INMET como referência; 2) Teste de persistência temporal - Busca observações inalterados durante um intervalo de tempo e com escala decimal pré-definida. 3) Teste final: Se as medições meteorológicas são aprovadas nos dois testes anteriores, o indicador final será igual a 1. Os limites físicos, empregados para cada variável meteorológica foram: velocidade do vento entre 0,25 m/s e 30 m/s; . Sobre os testes de persistência temporal, se o valor se manter inalterado durante um intervalo de 30 minutos com precisão numérica de 2 casas decimais, o valor será marcado como inconsistente, sendo, portanto, reprovado no teste final.

Os intervalos validados pelos testes foram do fim de 2017 a 2019 para Casa Nova – BA e do início de 2017 até meados de 2019 para Araripina-PE.

Dados de reanálise são gerados a partir de grande quantidade de observações combinadas com dados obtidos por meio de modelos de circulação global (CARVALHO et al., 2014). Esse processo tem como objetivo produzir séries temporais longas de dados e com coerência tanto com relação às leis físicas que envolvem os fenômenos atmosféricos como quanto aos procedimentos realizados (TRENBERTH et al., 2010).

Os dados observacionais do presente estudo foram confrontados com dados de reanálise. O conjunto de dados de reanálise meteorológica utilizado foi o ERA5 horário, fornecido pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), com dados anemométricos a 100 m simulados próximos aos pontos de coleta dos dados reais. Os períodos foram equiparados aos períodos disponíveis de dados de medição.

2.2 - Avaliação estatística

Foram utilizados indicadores estatísticos para comparação entre os dados observados e os dados obtidos junto as estações meteorológicas. A comparação dos resultados obtidos por meio de indicadores estatísticos quantifica e qualifica as diferenças (FONTENELLE, 2019).

As seguintes métricas estatísticas foram utilizadas:

$$MB = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{n}(T_i - To_i) \quad (1)$$

$$MAE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{n}|T_i - To_i| \quad (2)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{n}(T_i - To_i)^2} \quad (3)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(T_i - m_{T_i}\right)\left(To_i - m_{To}\right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(T_i - m_{Ti})^2 \sum_{i=1}^{n}(To_i - m_{To})^2}} \quad (4)$$

Nas equações 1 a 4, N é o número de amostras, T_i representa o dado da reanálise, To_i é o observado nas estações meteorológicas, m_{T_i} é a média dos dados de reanálise e m_{To} é a média dos dados observados.

Segundo Mariano et al. (2017), o viés MB é um parâmetro que quantifica a diferença média entre dois conjuntos de dados, indicando a tendência para superestimativa ou subestimativa de uma variável. O MAE foi utilizado para verificar o afastamento (desvio) médio absoluto dos dados da reanálise em relação aos dados observados. Já o RMSE foi utilizado com o objetivo de avaliar a dispersão dos desvios entre reanálise e observação (PINTO et al., 2014 apud BRAGA, 2021). Foi utilizado também o coeficiente de correlação de Pearson (r), que mede a associação entre duas variáveis indicando o grau de correlação linear entre elas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 – Análise estatística dos dados de velocidade e direção do vento

Nos diagramas de caixa da figura 2 e nos dados da tabela 1 podemos verificar, pelas medidas de tendencia central, que os dados de reanálise ERA5 são semelhantes aos dados medidos, no entanto predispõem a subestimar as velocidades do vento tanto em Casa Nova quanto em Araripina. Para a direção do vento podemos considerar também uma boa similaridade, porém em Casa Nova a média e mediana foram maiores no ERA5 do que nos dados de medição. Com relação a dispersão dos dados e indicação de “outliers” os dados do ERA5 também são bem representativos das medições. Os dados de direção em Araripina apresentam uma dispersão maior do que em Casa Nova.

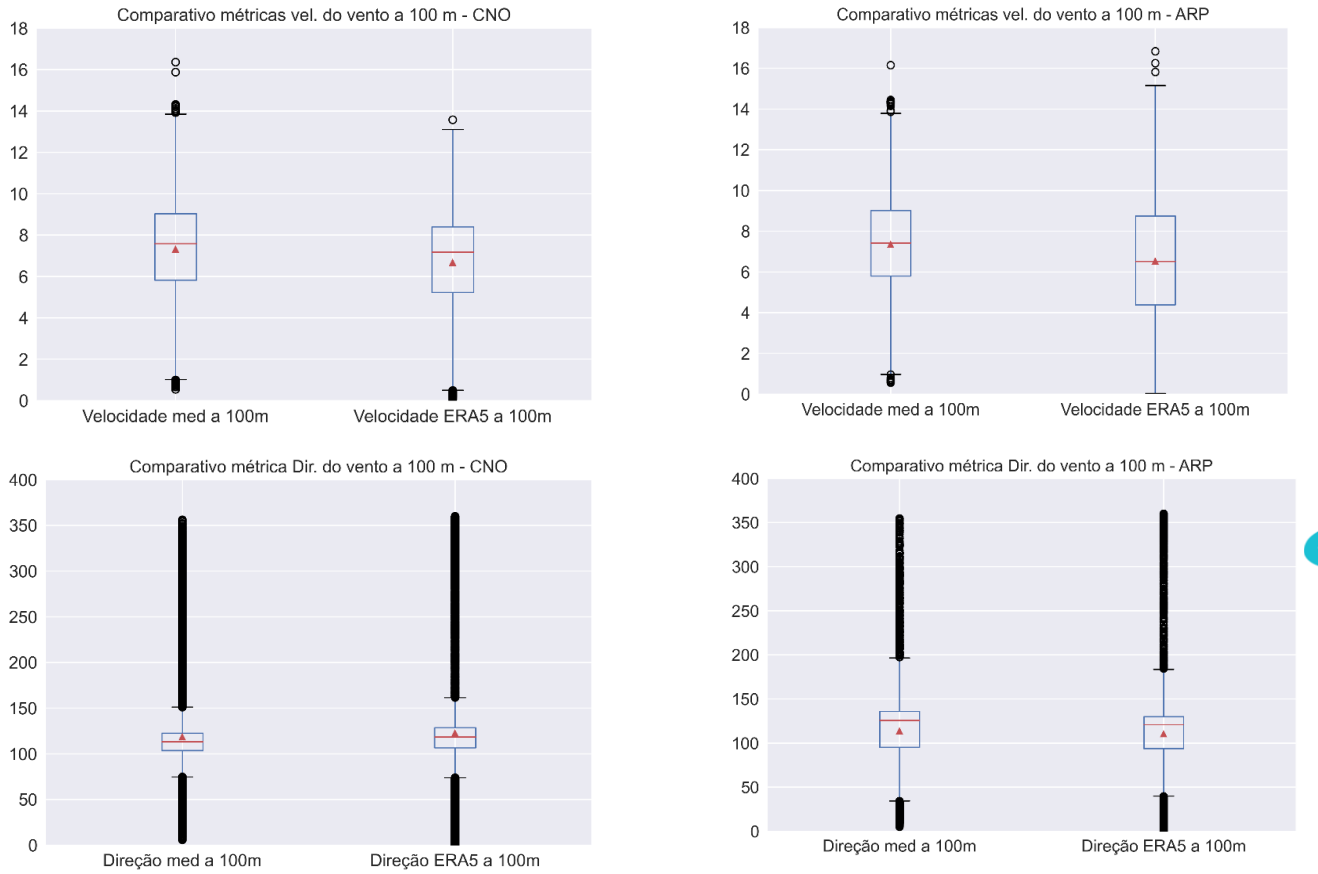


Figura 2 – Comparativo de distribuição estatística da velocidade e direção do vento de dados observados e de reanálise (ERA5) em Casa Nova - BA e Araripina – PE

Na comparação entre Casa Nova e Araripina podemos verificar também muita proximidade dos dados medidos e de reanálise. As médias de velocidade oscilam em torno de 7 m/s e a direção leste sudeste é predominante.

Tabela 1 – Medidas estatísticas da velocidade e direção do vento medidos e ERA5

	VELOCIDADE (m/s)				DIREÇÃO (º)			
	Medido		Era5		Medido		Era5	
	CNO	ARP	CNO	ARP	CNO	ARP	CNO	ARP
Média	7,32	7,36	6,68	6,54	118,55	113,97	122,81	110,76
Mediana	7,58	7,42	7,17	6,51	113,12	125,82	118,27	120,84

3.2 – Análise das médias horárias ao longo de um dia

Os gráficos da figura 3 representam a variação da média horária dos dados de todo o período avaliado variando ao longo de um dia. Verificamos em

todos os períodos ao longo do dia que os dados ERA 5 subestimam os dados de medição tanto em Casa Nova quanto em Araripina. Em Casa Nova eles se aproximam mais no fim da tarde e início da noite e são mais distantes na madrugada e no amanhecer. Já em Araripina eles são mais próximos no fim da manhã e a tarde e mais distantes a noite e de madrugada.

As médias com os períodos de maior intensidade dos ventos, tanto em Casa Nova quanto em Araripina, vão de 19h da noite até as 10 horas da manhã do dia seguinte. Já as médias dos períodos de maior calmaria também combinam nas duas localidades entre 11h e 18h. Este comportamento em Araripina está de acordo com o Atlas Pernambucano (2017).

As médias de velocidades máximas e mínimas nas duas localidades são muito similares nesta variação diária.

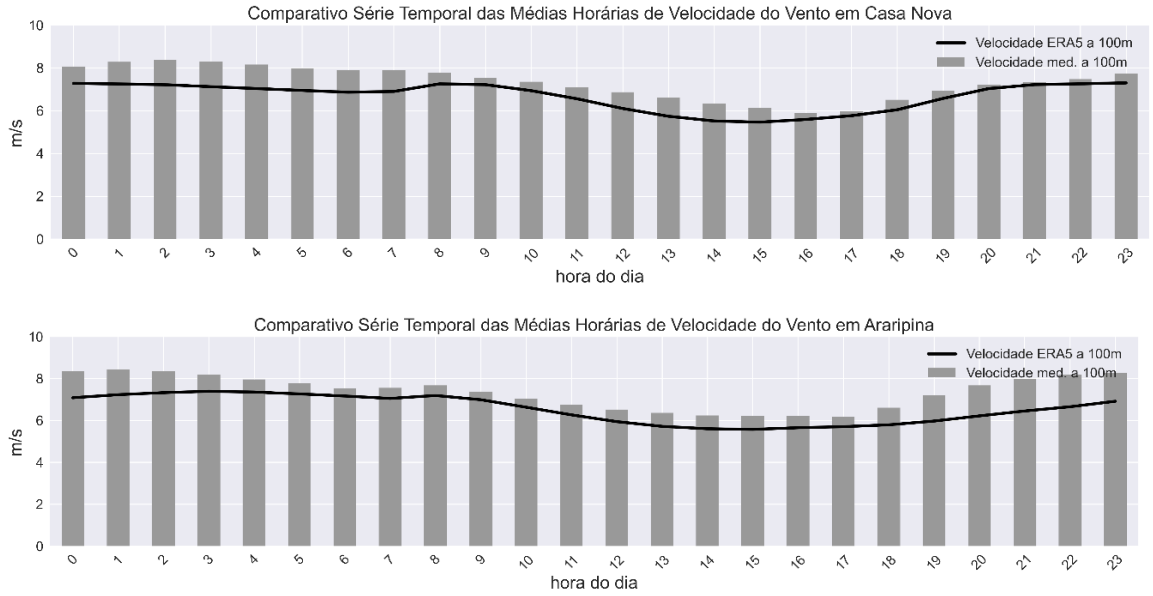


Figura 3 – Comparativos da média das velocidades do vento horárias ao longo do dia em Casa Nova – BA e Araripina – PE

3.3 – Análise das médias mensais ao longo do ano

Nestas imagens da figura 4 os dados de velocidade do vento de reanálise e medidos foram organizados tendo em conta as médias mensais e mostrando esta variação ao longo do ano com vistas a observar as transições sazonais. Nesta organização identifica-se também uma boa identidade dos dados ERA5

aos dados medidos acompanhando bem a variação das médias de velocidade com a sazonalidade. Em casa nova a tendência ao longo de todo o ano é de subestimativa. Já em Araripina nos períodos de maior intensidade, entre maio e setembro, observa-se uma alternância para uma superestimativa e uma diferença subestimada mais acentuada nos períodos de menores intensidades dos ventos.

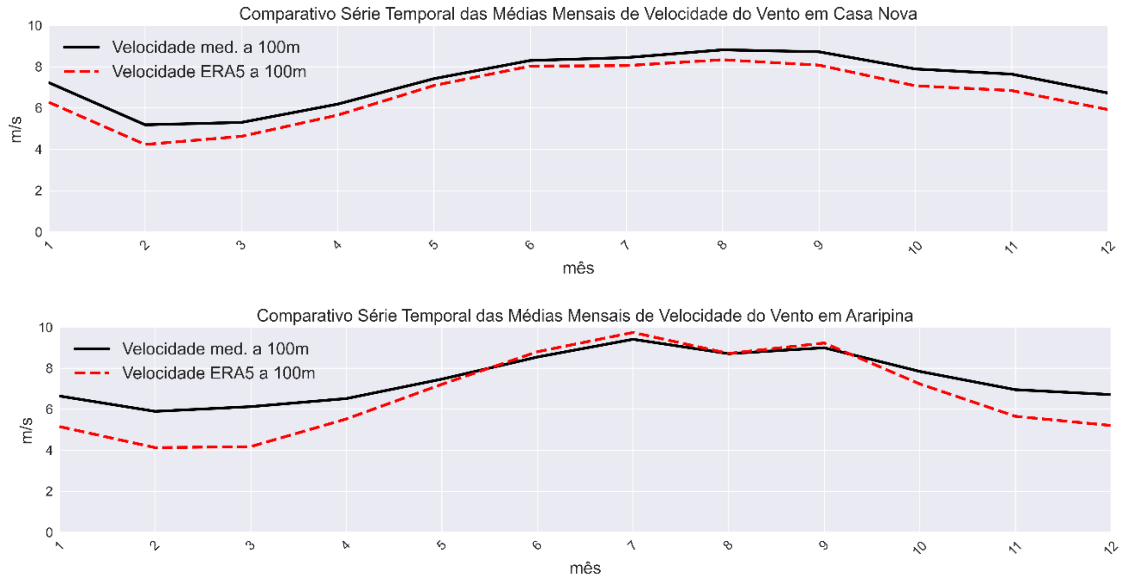


Figura 4 – Comparativos da média das velocidades do vento mensais ao longo do ano em Casa Nova – BA e Araripina – PE

Nesta análise acima é verificada uma diferença mais marcante entra as localidades estudadas, considerando apenas os dados medidos, há uma tendencia de ventos mais intensos em Araripina do que em Casa Nova ao observar que os picos em Araripina se aproximam dos 10 m/s no entre julho e setembro e o mínimo foi 6m/s em fevereiro. Em Casa Nova os picos não chegam a 9 m/s e os mínimos se aproximaram dos 5 m/s. Os máximos no inverno e mínimos no verão, das médias de velocidade, em Araripina corroboram também com o Atlas Pernambucano (2017).

3.4 – Análise do período integral dos dados e das métricas comparativas

A figura 5 mostra os valores de médias mensais de velocidade, porém considerando todo o período de análise de cada localidade sendo que estes não são coincidentes. Para Casa Nova está representado entre o fim de 2017 até o fim de 2019 e para Araripina entre o início de 2017 até meados de 2019.

Nesta representação identifica-se que os dados ERA5 correspondem bem a variação das médias de velocidade durante todo o período nas duas localidades, sendo esta variação entre as fontes de dados menos acentuada em Casa Nova do que em Araripina. Em Casa Nova identifica-se uma subestimativa em todo o período e em Araripina observa-se alguns momentos de superestimativa dos dados ERA5.

É possível identificar que os picos próximos de 10 m/s de velocidade em Araripina não se repetiram em dois anos seguidos o que poderia indicar a influência de algum fenômeno meteorológico específico atuando na região.

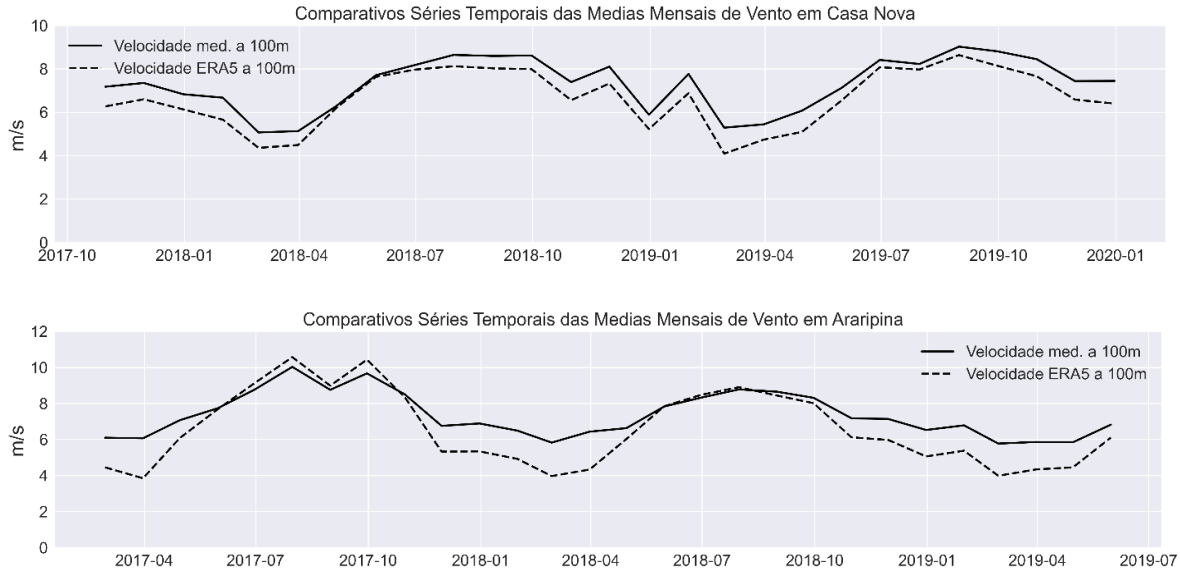


Figura 5 – Comparativos da média das velocidades do vento mensais ao longo de todo o período analisado em Casa Nova – BA e Araripina – PE

Nas métricas expostas na tabela 2 pelo viés negativo podemos confirmar a tendencia geral de subestimativa dos dados de reanálise e o valor maior deste

viés negativo além do MAE e RMSE é ilustrado nas maiores amplitudes das diferenças verificadas no gráfico da figura 5.

Para a direção do vento o viés positivo indica uma estimativa mais ao sul deste dado do ERA5 em Casa Nova em relação aos medidos e ao contrário uma estimativa mais em direção ao leste em Araripina.

As métricas de dispersão MAE e RMSE são muito próximas entre as duas localidades indicando uma ligeira superioridade da analogia do ERA5 em Casa Nova se comparado à Araripina nos dados de velocidade e o oposto para os dados de direção. A correlação dos dados de velocidade fica bem perto da unidade para ambas as localidades reforçando a paridade destes dados. Já para a direção do vento, talvez pela maior dispersão verificada na distribuição estatística essa correlação já não é tão forte.

Tabela 2 – Métricas estatísticas de avaliação da variabilidade dos dados de velocidade e direção do vento medidos e ERA5

	Velocidade m/s		**Direção em graus**	
	CNO	ARP	CNO	ARP
MB	-0,65	-0,81	4,26	-2,98
MAE	1,26	1,48	23,54	18,08
RMSE	1,61	1,96	48,20	38,14
r	0,80	0,76	0,44	0,56

4. CONCLUSÕES

O propósito do presente trabalho foi avaliar a confiabilidade dos dados de vento da reanálise ERA5 para a sua aplicação em estudos e pesquisas de geração eólica no semiárido do Nordeste brasileiro.

Diante dos resultados obtidos, conclui-se que há uma boa concordância entre os dados da reanálise ERA5 e os dados observados, pois conseguem reproduzir as variações ao longo do dia e ao longo do ano da velocidade e

direção do vento, bem como o comportamento geral da série temporal, nas duas regiões analisadas.

É possível inferir que os dados de reanálise ERA5 podem ser uma alternativa viável para aplicações onde existe a dificuldade na obtenção dados medidos. No entanto é necessária precaução com algumas características, como por exemplo a tendencia de subestimar valores de velocidade do vento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. 2022 . INFOWIND 24, 18/01/2022.

ATLAS EÓLICO: BAHIA / elaborado por Camargo-Schubert Engenheiros Associados... [et al.]; dados do modelo mesoescala fornecidos por AWS Truepower.— Curitiba : Camargo Schubert ; Salvador : SECTI : SEINFRA : CIMATEC/ SENAI, 2013. 96 p., 7 f. dobradas : il., mapas; 33 x 46 cm.

ATLAS PERNAMBUCANO. Atlas Eólico e Solar de Pernambuco, 2017. Disponível em: http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/ Acessado em 27/05/2022

BRAGA, Rose Angela H.W. Et al. Validação de dados de vento da reanálise ERA5-LAND para estimativa de potencial eólico no estado do Rio de Janeiro. Revista Brasileira de Energia | Vol. 27, Nº 4, 4º Trimestre de 2021

CAMELO, H. N., Et. al. Modelagem de média mensal de velocidade do vento para região litorânea no Nordeste brasileiro através do método aditivo Holt-Winters com vias a previsão de geração, Revista Brasileira de Energias Renováveis, v.5, n.4, p.587-604, 2016

CARVAHO,D.et al. WRF wind simulation and wind energy production estimates forced by different reanalyses: Comparison with observed data for Portugal, Applied Energy 117 (2014) 116–126

FONTENELLE, Ana Luiza Pimenta, 1992- F737g Geração eólica urbana e segurança energética : uso de dados de reanálise atmosférica para avaliação do potencial preliminar / Ana Luiza Pimenta Fontenelle. – Campinas, SP : [s.n.], 2019.

MARIANO, E. B.; CAVALCANTI, E. P.; BESERRA, E. A. 2017. Análise Comparativa da Velocidade do Vento Simulado Pelo BRAMS com Dados Observados e de Reanálises. Revista Brasileira de Meteorologia, 32(2): 269-276.

TRENBERTH, Kevin. (2010). Atmospheric reanalyses: A major resource for ocean product development and modeling. Michael Bosilovich. 10.5270/OceanObs09.cwp.90.

ANÁLISE COMPARATIVA DE DIFERENTES TIPOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: CARACTERÍSTICAS, POTENCIAIS E OBSTÁCULOS

Eduardo Ferreira de Oliveira[1], Gustavo José Luna Filho[1]

[1]*Centro Universitário Uninassau*

RESUMO

Com o aumento da capacidade instalada de energia renovável em todo o mundo, para descarbonizar a economia, vemos surgir agora a expansão dos sistemas de armazenamento para mitigar sua intermitência. Diversas tecnologias para diferentes aplicações podem ser consideradas e para tanto, uma série de parâmetros precisam ser levados em conta em relação às características de cada tecnologia. Este artigo busca fazer uma análise comparativa destes parâmetros, assim como o potencial e os obstáculos destes diferentes tipos de armazenamento.

Palavras-chave: Armazenamento de energia; gerenciamento de energia, energias renováveis, geração distribuída.

ABSTRACT

With the rise of the installed capacity of renewable energy around the world, to decarbonize the economy, we are now seeing the expansion of storage systems to mitigate its intermittency. Several technologies for different applications can be considered and for that a series of parameters need to be taken into account in relation to the characteristics of each technology. This article seeks to make a comparative analysis of these parameters, as well as the potential and obstacles of these different types of storage.

Keywords: Energy storage, energy management, renewable energy, distributed generation.

1. INTRODUÇÃO

O reconhecimento cada vez mais amplo da comunidade científica e dos governos mundiais sobre o aquecimento global e as mudanças climáticas tiveram como marco importante o Acordo de Paris de 2015, depois de longos anos de debate e discussão em diversas instâncias internacionais e nacionais. No entanto, de acordo com os dados da Agência de Energia Internacional (IEA, 2021), quando observamos as fontes de geração de energia elétrica no mundo, as fontes não renováveis correspondiam, em 2019, a 73% do total, enquanto as renováveis somadas chegavam somente a 27%. Já o Brasil possui um dos maiores percentuais de geração de energia elétrica através de fontes renováveis do mundo, chegando a 85% quando somamos a geração hidrelétrica, eólica, biomassa e solar (ONS, 2020).

Mas do ponto de vista do planejamento energético, é fundamental levar em conta que as fontes de energias renováveis produzem energia de maneira intermitente. Assim sendo, a geração de energia elétrica renovável, apesar de ser uma importante solução para tentarmos reverter o quadro do aquecimento global, possui um desafio intrínseco para o fornecimento controlado e contínuo de energia com qualidade que é a intermitência. Logo, fica claro que o armazenamento de energia aparece como um aspecto fundamental e complementar a geração energética renovável, sendo uma estratégia fundamental para criar mais estabilidade e continuidade na rede de energia.

Em 2017, segundo a IRENA (2017), do total de 176 GW da capacidade instalada em sistemas de armazenamento de energia no mundo, as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) representavam 96% do total. Excluindo as URHs, segundo a IEA em 2018, dentre o mix restante das tecnologias de armazenamento, as baterias de lítio-íon representavam 93% do total da capacidade instalada.

A busca por armazenar energia sempre existiu na humanidade como estratégia de segurança e sobrevivência. No entanto, desde então, mesmo após muitos avanços tecnológicos, ainda não encontramos uma tecnologia que englobe os principais requisitos para proporcionar armazenamento de energia

em larga escala para a rede: alta capacidade e densidade energética, longo ciclo de vida, baixo custo, boa eficiência, uso de materiais abundantes na natureza e segurança (YAO, 2016). Ademais, podemos citar outros obstáculos à expansão das tecnologias de armazenamento como: falta de políticas públicas de incentivo, significativos investimentos necessários à pesquisa, regulamentação insuficiente, questões geopolíticas, ambientais e sociais.

2. OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A natureza intermitente de uma fonte de alimentação a partir de geração renovável, como a eólica ou a solar, cria a necessidade de maneiras eficientes e escaláveis de armazenar e fornecer energia elétrica. Portanto, quando o vento para de soprar ou o sol para de brilhar, o sistema elétrico ainda pode ser capaz de operar fornecendo um fluxo constante de energia para uso contínuo e ininterrupto, com isso, um sistema de armazenamento de energia pode ser considerado uma solução essencial para superar as limitações de intermitência das fontes de energia renováveis.

Quando pensamos em armazenamento de energia uma das primeiras questões a se pensar é qual seria a aplicação do armazenamento e qual tecnologia atende aquela necessidade específica. Inicialmente, podemos considerar dois parâmetros fundamentais que são duração e escala de armazenamento para classificar as aplicações usadas na rede de energia e assim podemos dividi-las em três grandes grupos: qualidade de energia, manutenção da potência de curta duração e gerenciamento de energia. Algumas aplicações possuem tempo de descarga de segundos e geralmente são utilizadas para melhorar os indicadores de qualidade da energia. Por sua vez, outras formas de armazenamento têm descargas que variam de minutos a horas e são utilizadas na transição de pontes de energia. Já os sistemas de longa duração são utilizados para realizar o armazenamento sazonal (BEHABTU et al, 2020).

Algumas soluções dos Sistemas de Armazenamento de Energia, conhecidos na literatura como *Energy Storage System* (*ESS*), são aplicadas para

minimizar falhas e cortes no fornecimento da rede. As aplicações de tecnologias de ESS podem acontecer em todos os níveis (geração, transmissão e distribuição) no sistema elétrico, e são divididas em cinco grandes categorias, que são elas: suprimento de energia, serviços ancilares, serviços de infraestrutura e suporte na transmissão e distribuição, serviços atrás do medidor e serviços de integração de energias renováveis

Podemos considerar que as diferentes tecnologias desenvolvidas para armazenar energia buscam aproveitar da maneira mais eficiente possível a forma como a energia é gerada para então convertê-la em uma forma armazenável, a fim de ser utilizada no momento em que for necessário, com o máximo de eficiência energética possível (MONGIRD et al, 2020). Cada tipo de tecnologia de armazenamento terá uma aplicação mais adequada para um determinado fim, até mesmo sistemas híbridos podem ser considerados para uma melhor eficiência global.

2.1 Tipos de armazenamento de energia

O *armazenamento mecânico* faz uso da energia potencial para armazenar energia e dentre suas possibilidades, as *Usinas Hidrelétricas Reversíveis* (URH) são a tecnologia de armazenamento de energia mais utilizada em todo o mundo. Em seguida, se pode armazenar ar comprimido em cavidades subterrâneas ou em tanques de superfície. O primeiro tipo de *armazenamento a ar comprimido* depende de condições geológicas adequadas e já os tanques de superfície tem eficiência média de 50% e limitado ciclo de vida devido a fadiga mecânica dos cilindros (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008).

Outra possibilidade são os *volantes de inércia* que armazenam energia cinética em rotores girantes que ficam dentro de uma câmara à vácuo. Este sistema possui rápido tempo de resposta sendo adequado para regular a qualidade da energia e entregar alta potência em curtos espaços de tempo. O *armazenamento por gravidade* utiliza motores reversíveis para elevar blocos de materiais densos para gerar energia potencial que então ao descerem geram

energia elétrica. Esta tecnologia ainda está sendo desenvolvida por poucas empresas e possui boas perspectivas (ENERGY VAULT, 2021).

O *armazenamento térmico*, por sua vez, utilizará materiais em alta ou baixa temperatura utilizando os seguintes processos em sua tecnologia: *calor sensível, calor latente e termoquímico*.

Já o *armazenamento eletromagnético* pode ser feito através de *supercapacitores* que utilizam uma solução eletrolítica entre condutores sólidos, com pequenas distâncias entre as placas de carbono poroso criando assim uma alta capacitância no campo eletrostático. Já o armazenamento *magnético por supercondução* gera um fluxo de corrente elétrica através de uma bobina supercondutora onde a energia fica armazenada no próprio campo eletromagnético, mas devido às altas temperaturas é necessário resfriamento criogênico (CHEN et al, 2009).

Uma das opções de armazenamento de energia com ampla aplicação e com várias possibilidades de composição é o *armazenamento eletroquímico*. As baterias são compostas por uma ou várias células eletroquímicas, onde cada célula contém um eletrólito (meio de transferência de íons entre eletrodos), um ânodo (eletrodo negativo que fornece elétrons em uma reação de oxidação) e um catodo (eletrodo positivo para onde seguem os elétrons em uma reação de redução).

Como *armazenamento químico* iremos considerar o uso do gás *hidrogênio em células a combustível*. Este dispositivo é capaz de utilizar hidrogênio e oxigênio para gerar eletricidade e tem a água como subproduto do processo. No entanto, a separação do hidrogênio nas ligações químicas pode ser feita de diferentes formas, como a eletrólise, por exemplo, e para que este processo contribua na diminuição dos gases de efeito estufa é preciso que a fonte da energia utilizada neste processo seja originária de fontes renováveis.

Segue abaixo uma tabela comparativa, com diversas fontes de referência, com alguns importantes parâmetros a serem analisados quando buscamos por soluções de armazenamento.

Tabela 1 – Comparação de alguns parâmetros entre diferentes tecnologias de armazenamento

Tecnologia de Armazenamento	Potência Nominal (MW)	Tempo de duração	Densidade de Energia (Wh/L)	Custo da Energia (US$/kWh)	Tempo de vida (anos)	Eficiência (%)	Maturidade Tecnológica	Referências
Mecânico								
Hidrelétrica Reversível	10-5000	horas - meses	0.5-1.5	5-100	40-60	70-85	Madura	[1] [2] [5] [8]
Ar comprimido Subterrânea	110-1000	horas - meses	2-6	2-120	20-40	41-75	Comercial	[2] [8] [9]
Ar comprimido Superfície	<10	horas	>6	200-250	>23	70-90	Comercial inicial	[2] [8] [9]
Volantes de inércia	<20	ms - 15 min	20-80	200-150.000	15-20	90-95	Comercial inicial	[2] [3] [6] [8]
Gravidade	125-1250	15 min-horas	-	96-337	50-60	80-90	Demons tração	[4]
Térmico								
Armaz. Térmico	< 300	min - horas	80-500	20-60	10-30	40-50	Comercial inicial	[7] [9]
Eletromagnético								
Supercapacitores	< 0.3	seg-horas	10-30	100-450	10-30	90-95	Densenvol vimento	[1] [2] [3] [8] [9]
Supercondução	< 10	min-horas	0.2-2.5	200-489	20	95-98	Comercial inical	[1] [2] [3] [8] [9]
Eletroquímico								
Pb-ácido	< 40	min-dias	50-90	200-400	5-15	70-80	Madura	[2] [6] [7] [9]
Ni-Cd	< 40	min-dias	60-150	400-2.400	10-20	60-83	Madura	[6] [7] [9]
Ni-Fe	< 0.05	-	37–141	444–1.316	8-100	65-80	Madura	[10]
Ni-MH	< 3	-	39–300	200-729	2-15	50-80	Madura	[10]
Ni-Zn	< 0.05	-	80-400	250-660	1-10	80-89	Madura	[10]
Na-S	< 34	seg-horas	150-250	300-500	10-15	75-90	Comercial	[1] [2]
ZEBRA	< 0.3	seg-horas	108-190	100-200	10-14	70-85	Comercial	[8]
Lítio-ion	< 100	min-dias	200-500	>132	5-15	75-90	Comercial	[1] [2] [5] [9] [11]
VRBr	3-30	horas-meses	20-70	150-1000	5-10	75-85	Desenvol vendo	´[1] [2] [7] [9]
Zn-Br	< 10	horas-meses	55-65	150-1.000	5-10	65-75	Demons trando	[2] [7] [8] [9]
PSB	< 15	horas-meses	20 -30	150-1.000	10-15	60-75	Desenvolve ndo	[2] [7] [8] [9]
Químico - H2								
Célula a combustível	< 50	horas-meses	500-3.000	15	20	45-66	Comercial inicial	[6] [7] [9]

Referências: [1] BEHABTU et al., 2020; [2] HOSSAIN et al., 2020; [3] NADEEM et al., 2019;[4] SCHMIDT, 2018; [5] IRENA, 2013; [6] DAS et al., 2017; [7] CHEN, 2009; [8] NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017; [9] LUO et al., 2015; [10] SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015; [11] BLOOMBERGNEF, 2021.

Primeiramente, ao se dimensionar a necessidade energética, um projeto deve selecionar aquele tipo de tecnologia que pode atender a demanda necessária e em seguida levantar a viabilidade técnica, econômica e os respectivos impactos ambiental e social daquela aplicação. Para algumas soluções, determinadas condições geográficas serão imprescindíveis, para outras a disponibilidade de espaço e segurança serão critérios. Dentre todas elas, o aspecto econômico será fundamental para decretar a viabilidade de execução do projeto.

Em relação às opções apresentadas, os volantes de inércia, supercapacitores e supercondutores aparecem como soluções para contribuir na qualidade de energia da rede, no entanto o preço e a disponibilidade destas tecnologias ainda são limitados. Já para a manutenção de potência de curta duração assim como manutenção de potência, as baterias de lítio-íon seguem sendo a opção mais difundida, mas outras composições de baterias como Ni-MH, Na-S e ZEBRA, tem se apresentado como soluções interessantes. Segundo a Bloomberg NEF (2021), o preço do módulo de uma bateria de lítio-íon caiu de $1.200 por kwh em 2010 para $132 em 2021, sobretudo devido a otimização dos processos produtivos em larga escala. Estas baterias possuem alta densidade energética, eficiência e diversas aplicações, mas existem gargalos significativos no fornecimento das suas principais matérias primas, o lítio e o cobalto, que podem deixar os preços instáveis.

A Usina hidrelétrica reversível é uma tecnologia madura e capaz de armazenar longas horas de energia potencial, mas locais adequados a sua instalação são escassos e questões ambientais têm limitado sua ampliação, apesar de ser este o tipo de tecnologia com maior capacidade instalada no mundo. Já o hidrogênio verde, produzido através de energias renováveis, tem se colocado como um dos principais vetores capazes de descarbonizar a economia mundial, pois sua aplicação abrange diversos setores produtivos e inúmeras possibilidades. No entanto, os preços globais da tecnologia mais aplicada, os eletrolisadores, se mantêm elevados, sendo necessário ainda grandes quantidades de água para sua produção, bem estratégico cada vez mais

escasso. Ademais, para que seja considerado como hidrogênio “verde” é necessária que a energia utilizada seja advinda de fontes renováveis de baixo custo e em seguida toda uma rede de infraestrutura específica é necessária para sua distribuição.

3. OPORTUNIDADES E DESAFIOS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia exercerá um papel cada vez mais estratégico em nossa sociedade tecnológica. Segundo o Fórum Econômico Mundial, em 2018 a demanda por baterias chegou a 180 GWh e em 2030 a estimativa é que a demanda aumente 14 vezes, alcançando aproximadamente 2.600 GWh, sendo que a maior parte se refere à demanda por mobilidade elétrica (WEF, 2019).

No entanto, para que as empresas possam atuar no mercado de armazenamento, é preciso que normas e regulações sejam atualizadas ou mesmo criadas, incluindo as inovações tecnológicas que estão se desenvolvendo num ritmo cada vez mais acelerado. No Brasil, o novo Marco Legal da micro e minigeração distribuída, no art.2 da Lei Nº14.300, diz que as concessionárias devem atender às solicitações de acesso de unidades consumidoras com armazenamento de energia observando as disposições regulamentares. No entanto, estas disposições ainda não foram estabelecidas e podemos observar que a carga tributária que incide sobre as tecnologias de armazenamento é ainda extremamente elevada.

No entanto, é fato que a evolução do armazenamento de energia está crescendo rapidamente. As últimas projeções veem que o mercado global de armazenamento deve chegar a 37 bilhões de dólares em 2030 e países como os EUA aprovaram investimentos de mais de US$ 1 bilhão para pesquisa e comercialização de novas tecnologias (MACHADO, 2022). Sendo assim, espera-se que a implantação cresça, devido a um grande número de países optando pela utilização do armazenamento para apoiar sua transformação no setor energético.

4. A TRANSFORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E AS REDES DE ENERGIA INTELIGENTES (*SMART GRIDS*)

Segundo Setas (2019), o setor elétrico passa por três grandes tendências: descarbonização, descentralização e digitalização. A primeira é uma resposta ao evidente aquecimento global e as mudanças climáticas, a segunda é fruto da ampliação das energias renováveis, sobretudo a solar e a eólica. Já a terceira tendência é fruto da própria digitalização da sociedade contemporânea que se transforma a cada inovação tecnológica disruptiva que em ciclos cada vez mais curtos aparecem. Neste cenário, medidores bidirecionais poderão tornar o gerenciamento do consumo de energia muito mais eficiente e preciso. Além disso, a internet das coisas e a tecnologia da informação serão capazes de integrar diversas áreas e setores de uma cidade tornando-a mais inteligentes (*smart cities*) e otimizando assim sua governança global.

Em um breve futuro, o aumento da frota de carros elétricos e a ampliação dos sistemas de armazenamento em pequena, média e larga escala transformarão a distribuição e a própria forma de comercialização da eletricidade que deverá ser revista pelos governos, pois cada vez mais *prosuimidores* (produtor e consumidor de energia) estarão conectados à rede, sendo capazes de prestar serviços e se inserir na comercialização da mesma (SAMIH, 2019).

.

5.CONCLUSÃO

Temos observado que as energias renováveis estão se ampliando em todo mundo a passos acelerados e devido a sua intermitência, os sistemas de armazenamento são uma complementação necessária para trazer cada vez mais estabilidade, qualidade e segurança energética às crescentes demandas mundiais. Logo, novas tecnologias de armazenamento estão surgindo em resposta a esta necessidade fundamental. Tudo indica que não haverá uma única ou melhor solução, mas várias soluções trabalhando juntas, cada uma sendo aplicada onde seu melhor potencial possa ser aproveitado. Neste sentido, governos e instituições do setor precisam acompanhar e dar suporte a esta evolução para que o acesso à energia renovável de qualidade se universalize,

trazendo assim um verdadeiro desenvolvimento sustentável e mais qualidade de vida à população mundial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEHABTU, Henok et al. A review of energy storage technologies. Application Potentials in renewable energy sources grid integration. Sustainability 2020, 12, 10511.

BLOOMBERGNEF. Battery Pack Prices Fall to an Average of $132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite, 2021. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/#_ftn1> Acesso em: 5 mai. 2022.

CANTANE, D.; ANDO Junior, O.; HAMERSCHMIDT, M. (Org.) Tecnologias de armazenamento de energia aplicadas ao setor elétrico brasileiro. Scienza. São Carlos: 2020.

CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: a critical review. Progress in natural science, 19, 2009, 291-312.

DAS, C. et al. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 91, 1205–1230, 2018.

ENERGY VAULT. Enabling a renewable world. Disponível em: < https://www.energyvault.com/> . Acesso em: 28 de dez. de 2021.

HOSSAIN, Eklas et al. A comprehensive review on energy storage systems: types, comparison, current scenario, applications, barriers, and potential solutions, policies, and future prospects. Energies, 13, 3651, 2020.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems - Characteristics and comparisons. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 12, p.1221 - 1250. 2008.

IEA. Energy Storage report. IEA, 2021.

IRENA. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.

IRENA. Thermal Energy Storage. Technology-Policy Brief E17, 2013.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARK, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Appl. Energy, 137, 511–536, 2015.

MONGIRD, Kendal et al. An evaluation of energy storage cost and performance characteristics. Energies, *13,* (13), 3307, 2020.

NADEEN, Furquan et al. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. IEEE. 2019.

NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability. Journal of Power Technologies, 97, (3), 220–245, 2017.

MACHADO, Nayara. Mercado global de armazenamento deve chegar a US$ 37 bi em 2030, projeta Honeywell. EPBR, 2022. Disponível em: https://epbr.com.br/mercado-global-de-armazenamento-deve-chegar-a-us-37-bi-em-2030-projeta-honeywell/. Acesso em: 19 de mai. de 2022.

SABIHUDDIN, S.; KIPRAKIS, A.; MUELLER, M. A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies. Energies, 8, 172-216, 2015.

SAMIH, H. Smart cities and internet of things. Journal of Information Technology Case and Application Research, 21:1, 3-12, 2019.

SCHMIDT, Oliver. Levelized Cost of Storage Gravity Storage. Imperial College London, 2018.

SETAS, Miguel. EDP Smart grid fórum, 2019.

YAO, L. et al. Challenges and progresses of energy storage technology and its application in power systems. State grid electric power research institute, 2016.

WORLD ECONOMIC FORUM. A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030. WEF, 2019.

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE DUAS TECNOLOGIAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Elder Costa[1]; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella[1]

[1]*Universidade Federal Rural do Semi-Árido*

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo principal comparar dois sistemas fotovoltaicos de tecnologias distintas, conectados à rede elétrica, sendo um do tipo convencional e o outro com tecnologia SolarEdge, ambos instalados na cidade de Mossoró-RN. Para a análise, utilizamos os dados reais dos sistemas de monitoramento integrados nos inversores pelos próprios fabricantes. A comparação entre os dois sistemas deu-se considerando aspectos como irradiância solar, sombreamento e temperatura, e seus devidos impactos, de acordo com a geração de energia elétrica de cada sistema. O resultado mostrou que a irradiância solar e a temperatura influenciam de forma semelhante nos dois sistemas, porém, ao analisar o efeito do sombreamento, percebe-se que o sistema SolarEdge tem eficiência superior, mesmo tendo potência instalada menor. Isso significa que o sistema fotovoltaico com tecnologia SolarEdge obteve geração de energia aproximada ou até maior que a do sistema de tecnologia convencional.

Palavras-chave: Sistema convencional; Sistema solaredge; Irradiância solar

ABSTRACT

This work has as main objective to compare two photovoltaic systems of different technologies, connected to the electrical grid, one of the conventional type and the other with SolarEdge technology, both installed in the city of Mossoró-RN. For the analysis, we used real data from the monitoring systems integrated in the inverters by the manufacturers themselves. The comparison between the two systems was made considering aspects such as solar irradiance, shading and temperature, and their impacts, according to the electricity generation of each

system. The result showed that solar irradiance and temperature influence the two systems in a similar way, however, when analyzing the shading effect, it is clear that the SolarEdge system has higher efficiency, even with lower installed power. This means that the photovoltaic system with SolarEdge technology obtained energy generation close to or even greater than that of the conventional technology system.

Keywords: Conventional system; SolarEdge system; Solar irradiance.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica residencial, industrial e em outros segmentos é uma realidade cada vez mais presente no Brasil. Sendo assim, muitos estudos têm sido realizados por diversas literaturas, porém, os estudos são concentrados em simulações via *softwares* ou experimentos em escala laboratorial, com métodos de medição limitados fazendo-se considerações estimadas que ocasionam imprecisões nos resultados. Logo, o presente estudo tem como base os dados reais de cada usina solar fotovoltaica (convencional e com tecnologia Solar Edge), seus módulos, seus inversores, seus otimizadores de potência quando for o caso, inclinação e orientação, e, principalmente, fazendo uso dos sistemas de monitoramento em tempo real integrados aos sistemas e desenvolvidos pelo próprio fabricante para a coleta de dados.

Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo avaliar e comparar tais tecnologias com o intuito de verificar como essas soluções são influenciadas por aspectos que resultam em perdas de geração.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (SFCR) E OS FATORES QUE INFLUENCIAM ESSES SISTEMAS

2.1 Sistema Convencional

No mercado atual de geração fotovoltaica existem algumas tecnologias empregadas, mas a tecnologia majoritariamente encontrada nas instalações e disponível para orçamentos pelos integradores são os inversores *string ongrid.*

Esses inversores fazem a conversão da energia dos módulos em CC, conectados em séries e paralelos, em CA para então conectar à rede elétrica da distribuidora local. Os inversores *string* têm sua potência de saída de acordo com sua potência de entrada, a qual necessita que o arranjo fotovoltaico esteja atuando no seu ponto de máxima potência. Para otimizar a busca por esse ponto, os sistemas convencionais utilizam um conversor CC/CC chamados de rastreadores de máxima potência, MPPT, integrados ao inversor de frequência CC/CA como uma etapa anterior à conversão de saída.

2.2 Tecnologia *SolarEdge*

Os otimizadores de potência (OP), de acordo com SILVA (2020), são conversores CC/CC com um algoritmo de MPPT integrado e são conectados a cada módulo, configuração 1:1, ou a cada par de módulos, configuração 2:1. Fazendo uso desses equipamentos, módulos que antes seriam conectados entre si agora estão isolados ou em pares conectados aos OP's, os quais formarão séries com outros OP's. Fazendo isso é possível diminuir as perdas envolvidas no processo de geração fotovoltaica, devido ao MPPT integrado em cada OP, o resultado desse arranjo é uma corrente e tensão modulada eletronicamente ao ponto de maior eficiência na entrada do inversor CC/CA. Na Figura 1 (adaptado de SILVA, 2020) é possível visualizar com mais precisão como esses equipamentos atuam. Nesse exemplo cada módulo está conectado a um OP, formando uma série de otimizadores, portanto, sua otimização é individual. Quando um dos módulos é sombreado, somente aquele módulo tem sua potência reduzida, permanecendo inalterado a geração do restante da *string*.

Figura 1 – Otimizadores de potência em operação

2.3 Influência da Irradiância Solar

Segundo CRESESB (2014), a irradiância solar incidente afeta linearmente a intensidade da corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico, mantendo-se constante a temperatura de 25°C.

2.4 Influência da Temperatura

Ao contrário da irradiância, a temperatura provoca o efeito inversamente proporcional nos módulos. De acordo com PORTO (2020), à medida que a temperatura aumenta a tensão diminui enquanto a corrente tem um acréscimo quase desprezível, e o contrário também é verdadeiro, ou seja, à medida que a temperatura diminui a tensão aumenta e a corrente tem um pequeno decréscimo.

3. METODOLOGIA

Os objetos de estudo dessa pesquisa foram duas tecnologias distintas de geração fotovoltaica conectada à rede em pleno funcionamento, um que faz uso da tecnologia convencional de inversores *string* da empresa *Huawei* e outro da tecnologia de rastreamento a nível de módulo da empresa *SolarEdge* conforme os componentes apresentados na Tabela 1 (Autoria Própria).

Tabela 1 – Equipamentos que compõe os sistemas estudados

	Inversor		Módulos		Otimizador de Potência		Potência Total (kW)
	Quantidade	Modelo	Quantidade	Modelo	Quantidade	Modelo	
Convencional	1	SUN200020KTL	54	GCL - P6/72H 365	0	-	19,71
SolarEdge	1	SE17K	54	CS6U-335P	27	P700	18,01

Os dados coletados para análise são do período de junho de 2019 até outubro de 2020, no entanto o sistema *SolarEdge* somente foi instalado e iniciado

a geração durante o mês de outubro de 2019[1]. Logo, o período avaliado foi de novembro de 2019 a outubro de 2020.

3.1 Influência da Temperatura

Para a análise desse parâmetro foi utilizado a Equação 1 que, de acordo com CRESESB (2014), relaciona a variação da potência de pico de um módulo em função da temperatura ambiente.

$$\boldsymbol{Pp\ (Tmod) = Pmax * (1 + \Upsilon * [Tmod - 25])^2} \quad (1)$$

Para obter o valor de $\boldsymbol{Tmod}$ foi utilizado a Equação 2:

$$\boldsymbol{Tmod = Tamb + Kt * G}^3 \quad (2)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os índices de irradiação solar da cidade de Mossoró-RN foram obtidos através do *software* RADIASOL 2, e são mostrados na Tabela 2 (Adaptado de Radiasol, 2020).

Tabela 2 – Índices de irradiação solar na cidade de Mossoró-RN dados em kWh/m²

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5,39	5,36	5,08	4,81	5,00	4,67	5,06	5,89	6,03	6,39	6,39	5,92

[1] Os dados desse sistema só serão analisados a partir do primeiro dia do mês subsequente.
[2] Onde: Pp (Wp) – Potência de pico do módulo fotovoltaico em função da temperatura; Pmax (Wp) – Potência de pico do módulo; Υ (%/°C) – Coeficiente de variação da potência de pico do módulo em função da temperatura; e $Tmod$ (°C) – Temperatura do módulo. O valor de Υ varia de acordo com cada módulo, portanto o percentual deve ser obtido no *datasheet* do módulo fornecido pelo fabricante. A obtenção dos valores de temperatura se deu através da obtenção dos dados também pela EMA/UFERSA e os valores aplicados foram os valores máximos e mínimos médios diários de todos os meses estudados.
[3] Onde: $Tamb$ (°C) – Temperatura ambiente, aplicada em seu valor médio diário mensal; Kt (Adimensional) – Coeficiente térmico para o módulo, em caso dessa informação ser omitida pelo fabricante adota-se o valor de 0,03; G (W/m²) – Irradiância solar. O valor de G alimentado na equação também foi em seu valor médio diário mensal. Dessa forma o valor final de cada equação também é dado em média diária mensal. Optou-se por essa metodologia, pois o período é demasiado longo e com valores variados.

Conforme mostrado na Tabela 2, a região estudada apresenta números elevados de incidência solar, destacando-se os meses de setembro, outubro e novembro que apresentam os maiores índices, e ressalta-se o mês de junho por apresentar o menor valor em todo o ano. Tendo em mente os índices de irradiação de cada mês ao longo do ano e a potência de pico de cada sistema, os dados obtidos de geração ao longo dos meses tornaram-se previsíveis no que tange aos meses de maior e menor volume de energia produzida.

A Tabela 3 (Autoria Própria) mostra a geração total e a média diária de cada mês do período estudado, de acordo com os seus respectivos sistemas de monitoramento integrados aos inversores. A quebra da previsibilidade se deu nos meses em que a geração de energia do sistema *SolarEdge* superou a do sistema convencional

Tabela 3 – Dados de geração e média (em kWh) de ambos os sistemas coletados por seus respectivos sistemas de monitoramento

jun/19	**Conv.**	**SE**	**dez/19**	**Conv.**	**SE**	**jun/20**	**Conv.**	**SE**
Somatório	2430,20	-		2720,00	2692,33		2228,70	2134,53
Média	81,01	-		87,74	86,85		74,29	71,15
jul/19	**Conv.**	**SE**	**jan/20**	**Conv.**	**SE**	**jul/20**	**Conv.**	**SE**
Somatório	2368,10	-		2638,76	2475,11		2414,30	2158,63
Média	76,39	-		85,12	79,84		77,88	69,63
ago/19	**Conv.**	**SE**	**fev/20**	**Conv.**	**SE**	**ago/20**	**Conv.**	**SE**
Somatório	2417,26	-		2375,20	2295,02		2716,00	2656,81
Média	87,65	-		81,90	79,14		87,61	85,70
set/19	**Conv.**	**SE**	**mar/20**	**Conv.**	**SE**	**set/20**	**Conv.**	**SE**
Somatório	2885,50	-		2442,60	2273,26		2765,40	2777,57
Média	96,18	-		78,79	73,33		92,18	92,59
out/19	**Conv.**	**SE**	**abr/20**	**Conv.**	**SE**	**out/20**	**Conv.**	**SE**
Somatório	2796,40	2218,88		2390,12	2021,88		2820,10	2687,79
Média	90,21	71,57		79,67	67,40		94,00	89,59

nov/19	Conv.	SE	mai/20	Conv.	SE
Somatório	2677,00	2735,46		2404,79	2241,28
Média	89,23	91,18		77,57	72,30

No sistema convencional, no período avaliado, percebeu-se que o mês com maior média de geração mensal foi o de setembro de 2019, com média diária de 96,18 kWh e geração total no mês de 2885,5 kWh, o qual já era esperado devido ao alto índice de irradiação do referido mês. Em relação ao ano de 2020 no mesmo mês, houve uma geração média diária de 92,18 kWh e total de 2765,40 kWh. No período analisado, setembro de 2020 foi o mês com a quarta maior geração, ficando atrás do já mencionado setembro de 2019, em seguida outubro de 2020 e outubro de 2019, mês que apresenta o maior índice de irradiação junto a novembro.

Em contrapartida, o mês que apresenta a menor média diária de geração e o menor valor de geração total no período analisado é o mês de junho de 2020, com valores, respectivamente, de 74,29 kWh e 2228,70 kWh. Assim como era esperado que setembro apresentasse bons números, de acordo com a Tabela 2, era esperado que junho resultasse na pior geração do ano, pois é o mês com o menor índice. Ademais, em comparação com o mesmo mês no ano de 2019, foi constatado que no ano anterior a média diária foi de 81,01 kWh e total de 2430,20 kWh, o que representa uma queda de 8,29% na média de geração entre 2019 e 2020.

Essa diminuição de geração no mesmo mês de anos distintos é explicável. O ano de 2020 para a cidade de Mossoró foi marcado como o maior período chuvoso dos últimos 55 anos, como afirma o Dr. Saulo Tasso de Araújo Silva, professor de climatologia da Universidade Federal Rural do SemiÁrido (UFERSA) De acordo com os dados obtidos pelo banco de dados da EMA/\UFERSA, foi feito um comparativo da geração cruzado com os índices de chuva nos mesmos meses para os anos de 2019 e 2020. Foi observado que no mês de junho de 2019 houve 6 dias com chuva, já em 2020 houve 12 dias chuvosos. Foi notado também que além dos dias de chuva, 2020 apresentou

mais dias nublados do que em 2019. Resultando em um valor de irradiância inferior e consequentemente diminuindo a geração de energia elétrica.

A mesma análise para o sistema *SolarEdge* foi feita a partir do mês de novembro de 2019, o resultado obtido assemelha-se ao do sistema convencional. Para essa outra tecnologia, o mês que apresentou a maior geração média diária e maior geração total foi o mês de novembro de 2019, com valores respectivos de 91,18 kWh e 2735,49 kWh, e em junho de 2020 esses valores foram de 71,15 kWh e 2134,53 kWh. Neste sistema, o mês que teve o menor registro de geração foi o mês de abril de 2020 com um valor total de 2021,88 kWh e uma média diária de geração de 67,40 kWh. Esse resultado está de acordo com o esperado baseado nos dados solarimétricos da Tabela 2, em que o mês de abril apresenta um dos menores valores.

Além dos índices de irradiação solar, foi estudado o efeito da irradiância, em W/m², nesses sistemas. Assim como visto na Tabela 4, o mês de novembro de 2019 teve uma média de 889,5 W/m², mês que apresenta o maior índice de irradiação, e nenhum dia de chuva; o mês de junho de 2020 teve uma média de irradiância de 707,5 W/m² e 12 dias chuvosos além de outros dias nublados. A média diária de geração nos referidos meses são, respectivamente, 89,23 kWh e 74,29 kWh para o sistema convencional, e 91,18 kWh e 71,15 kWh, para o sistema *SolarEdge*.

Desprende-se dos dados que o sistema *SolarEdge* conseguiu ter uma geração superior ao sistema convencional no mês de novembro e uma geração aproximada no mês de junho, mesmo tendo uma potência de pico inferior ao sistema convencional. Além desses meses, na Tabela 3 é visto que o sistema *SolarEdge* conseguiu superar a geração mensal em outro momento, que é o caso de setembro de 2020, e na maioria dos meses a geração foi aproximada ao sistema convencional.

A influência da temperatura nos dois sistemas foi calculada de acordo com as Equações 1 e 2, *vide* seção 3 deste trabalho. Foram considerados os valores de Pmax (potência de pico) dos módulos de acordo com as informações contidas no *datasheet* dos módulos, mostrados na Tabela 1, assim como o valor

de γ. O coeficiente de perdas por temperatura para os módulos GCL é de -0,39%/ºC e para os módulos Canadian Solas -0,40%/ºC. Os valores de temperatura ambiente, máxima e mínima, e os valores de irradiância foram obtidos pela média lida em todo os meses analisados, retirados do banco de dados da Estação Meteorológica Automática da UFERSA. A Tabela 4 (Autoria Própria) mostra também o efeito da temperatura na potência instantânea do conjunto quando atinge seus valores máximos e mínimos médios registrados mantendo-se constante a irradiância média.

Tabela 4 – Efeito da temperatura na potência instantânea dos sistemas

				Potência (kW)	
	Tamb (°C)	G (W/m²)	Vento (m/s)	*SolarEdge*	Convencional
Novembro de 2019	36,61	889,53	2,85	15,31	16,76
	24,1			16,22	17,73
Junho de 2020	31,63	707,56	1,16	16,07	17,56
	22,11			16,76	18,3

Conforme a Tabela 4, os resultados obtidos mostraram que o efeito da temperatura foi aproximado para ambos os sistemas, de modo que a variação entre ambos foi proporcional para os dois períodos avaliados. Subtraindo os valores de cada conjunto para cada período, notou-se que a variação do mês de junho de 2020 foi menor do que a de novembro de 2019, mediante a variação percentual da temperatura máxima e mínima dos referidos meses. A variação da temperatura foi na ordem de 3°C maior no mês de novembro em comparação a junho, o que justifica maior variação na potência de pico média resultante.

Para comprovar a estimativa, foi levantado um histórico do pico de potência instantânea estimada para ambos os sistemas, desde junho de 2019, cruzados com a medida real do sistema *SolarEdge*, a partir de novembro de 2019. Esse histórico foi desenvolvido utilizando a mesma metodologia utilizada na Tabela 4. O resultado observado na Figura 10, foi que os valores de pico de todo o período estudado, mantiveram-se na média dos valores calculados, à

exceção de 3 dias que apresentaram valores superior à 17kW e outros dias nos quais o tempo estava nublado fazendo com que o valor de pico caísse para baixo da média. Infelizmente, por limitação do sistema de monitoramento da solução convencional, não foi possível realizar a mesma análise. No entanto, como os resultados dos cálculos da Tabela 4 e da Figura 2 sugerem, a potência em ambos os sistemas é influenciada da mesma maneira pela temperatura, também, de acordo com a teoria estudada, indica que os sistemas são influenciados igualmente, e como os resultados se mostraram coerentes com a leitura no sistema *SolarEdge* é possível inferir que a potência de pico do sistema convencional também seguirá a faixa de medida calculada.

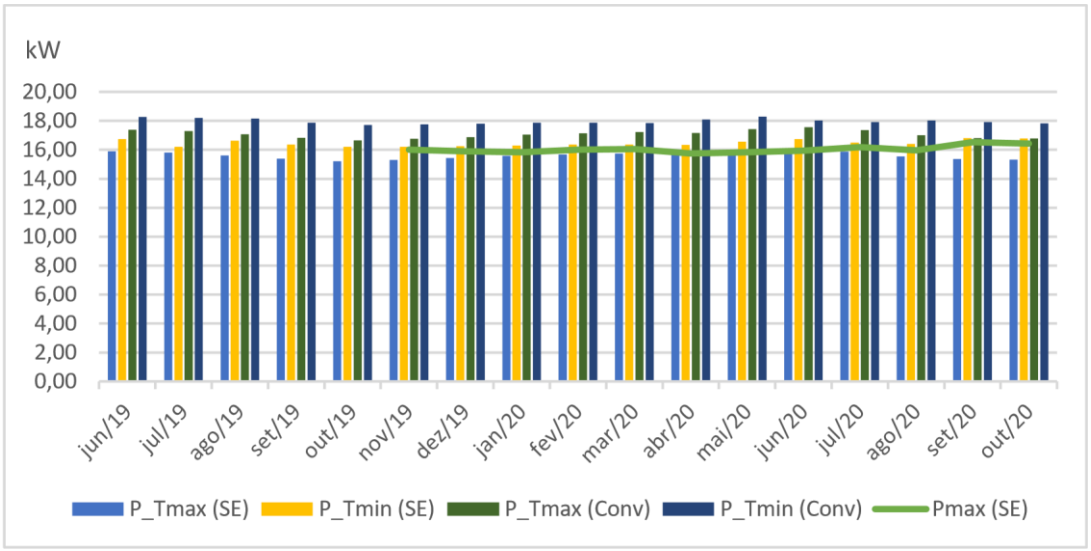


Figura 2 – Gráfico de potência de pico estimado pelas temperaturas médias máximas e mínimas para o sistema convencional (Conv) e *SolarEdge*(SE). (Autoria própria)

A teoria mais pertinente no que tange às variações acima da média diz respeito a ventilação do local para o resfriamento do sistema. Visto os valores de vento mostrados na Tabela 4, também em seu valor médio, e tendo em mente as quedas de água e suas respectivas orientações visualizadas nos projetos, foi percebido certa dificuldade para que o vento possa resfriar o conjunto. Portanto, acredita-se que a variação da direção e a intensidade do vento ao resfriar os arranjos pode provocar a variação da potência de pico lida.

5. CONCLUSÃO

Foi visto, em princípio, que a irradiação solar da cidade onde os sistemas estão instalados, Mossoró/RN, influenciam diretamente na geração de energia a depender dos índices solarimétricos do mês. Nesse aspecto constatou-se que a variação entre os dois sistemas foi equivalente. No que tange à temperatura, também se observou de que a temperatura influencia ambos os sistemas de forma semelhante. O que irá determinar o quanto de perdas ocorrerá será o valor de γ, quanto maior, em módulo, for o percentual de perdas e quanto maior a temperatura ambiente maior serão as perdas do sistema por temperatura. Para minimizar esse tipo de perda a solução seria realizar um estudo da ventilação do local que se pretende instalar e integrar uma solução para melhorar o resfriamento dos módulos.

Dada à hipótese de que as variações nas medições, apresentadas no decorrer do trabalho, podem ocorrer devido a ventilação, ou a falta dela, o presente trabalho deixa como sugestão a realização de outra pesquisa que vise estudar e apontar uma solução para melhorar a ventilação dos módulos, principalmente no espaço entre o módulo e a telha/laje, pois sabe-se que os raios solares podem ser refletidos pela superfície de instalação e absorvidos pela parte posterior dos módulos, criando uma zona de calor abaixo dos módulos que podem provocar aumento da temperatura de operação dos módulos, e por consequência, aumentando suas perdas por temperatura.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=481>. Acesso em: 05 dezembro 2020.

EMA. Estação Metereológica Automática. Disponível em: <http://siemu.ufersa.edu.br/dashboard>. Acesso em: 22 dezembro 2020.

PORTO, Pedro Henrique Sampaio. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro – RJ, 2020.

RADIASOL. Laboratório de Energia Solar. Disponível em <http://www.solar.ufrgs.br/>. Acesso em: 30 novembro 2020.

SILVA, João Lucas de Souza. Estudo e desenvolvimento experimental de otimizadores de potência para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas – SP, 2020.

SILVA, Saulo. Estação chuvosa em Mossoró é a maior dos últimos anos.

[Entrevista concedida a] Assessoria de Comunicação. UFERSA. Disponível em: <https://assecom.ufersa.edu.br/2020/05/05/estacao-chuvosa-em-mossoro-nomes-de-abril-e-a-maior-dos-ultimos-55-anos/>. Acesso em: 17 dezembro 2020.

ANÁLISE COMPARATIVA QUALITATIVA COMO MÉTODO AVALIATIVO PARA O USO DA CCUS NO MUNDO

Laila França da Costa[1]; Thiago Luis Felipe Brito[1]; Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Diante da preocupação mundial com o avanço do aquecimento global, medidas têm sido tomadas para retardar esse cenário. Uma delas é a realização de acordos internacionais, como o de Paris, onde ficou definido que seus signatários devem emitir as Contribuições Nacionalmente Determinadas (CNDs), documentos onde declaram de que maneira pretendem atingir as metas estabelecidas pelo acordo. Dentre as estratégias apresentadas pelos países nesses documentos, a Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono tem-se mostrado um método presente. A partir disto, o objetivo deste trabalho é comparar as CNDs, disponíveis no site da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, de modo a identificar na conduta dos governos se a CCUS já vem sendo utilizada como maneira de atingir as metas do acordo de Paris, ou se há essa intenção. O resultado pretendido é a criação das bases de um modelo que aplique Análise Comparativa Qualitativa (QCA), uma metodologia que estabelece a comparação como fundamento essencial de sua configuração, à finalidade mencionada. A QCA utiliza conceitos da álgebra booleana, que quando aplicados estabelecem possíveis condições que explicam ou não um determinado resultado, sendo útil para a verificação de testes e teorias. Assim, por meio dela é possível predizer as condições que motivaram um fenômeno, no caso, a adoção da CCUS pelas nações ao redor do mundo.

Palavras-chave: CCUS; Análise Comparativa Qualitativa, CNDs, Acordo de Paris.

ABSTRACT

Given the worldwide concern with the advance of global warming, measures have been taken to delay this scenario. One of them is the implementation of international agreements, such as the one in Paris, where it was defined that its signatories must issue Nationally Determined Contributions (NDCs), documents where they declare how they intend to achieve the goals established by the agreement. Among the strategies presented by the countries in these documents, Carbon Capture, Use and Storage has proved to be a present method. From this, the objective of this work is to compare the NDCs available on the United Nations website in order to identify in the conduct of governments if the CCUS is already being used as a way to achieve the goals of the Paris agreement, or if there is this intention. The intended result is the creation of the bases of a model that applies Qualitative Comparative Analysis (QCA), a methodology that establishes the comparison as an essential foundation of its configuration, for the mentioned purpose. QCA uses concepts from Boolean algebra, which when applied establish possible conditions that explain or not a given result, being useful for the verification of tests and theories. Thus, through it it is possible to predict the conditions that motivated a phenomenon, in this case, the adoption of CCUS around the world.

Keywords: CCUS; Qualitative Comparative Analysis (QCA); NDCs; Paris Agreement.

1. INTRODUÇÃO

Anualmente, o órgão supremo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (do inglês: United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC) reúne cerca de 180 países para a realização da Conferência das Partes (COP), onde por duas semanas é avaliada a situação das mudanças climáticas no planeta e são propostos mecanismos a fim de garantir a implementação dos termos acordados.

Na COP-21, ocorrida no ano de 2015, foi firmado um novo tratado internacional sobre mudanças climáticas: o Acordo de Paris. Substituto do

Protocolo de Kyoto, assinado em 1997, o acordo foi estabelecido entre 195 países, dos quais o Brasil faz parte. O objetivo do documento é limitar o avanço do aquecimento global, estabelecendo um teto para o aumento da temperatura a 1,5ºC, evitando que ultrapasse 2ºC até o final do século, em comparação com níveis pré-industriais (SILVA, 2019).

Os países signatários do Acordo de Paris se comprometeram voluntariamente a elaborar suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (CNDs), que estabelecem metas e mecanismos para reduzir suas emissões de gases potencializadores do efeito estufa. Após emitido, esse documento precisa ser revisado e atualizado a cada 5 anos, e, desde suas versões antigas às mais recentes, um mecanismo no qual os países tem apostado para atingir as metas do Acordo de Paris é a Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (do inglês: Carbon Capture, Utilization and Storage - CCUS).

A CCUS representa um conjunto de tecnologias que podem desempenhar um papel importante e diversificado no cumprimento das metas globais de energia e clima. Esse processo consiste na captura das emissões de dióxido de carbono a partir da atmosfera ou de fontes como usinas movidas a combustíveis fósseis, reduzindo assim o aquecimento do planeta. O CO2 capturado pode ter diferentes destinos, sendo utilizado para fins industriais ou estocado no subsolo. (IEA, 2021)

Dentre as aplicações do dióxido de carbono, podem ser citadas a produção de fertilizantes, a recuperação aprimorada de óleo (do inglês: Enhanced Oil Recovery – EOR), a participação na indústria alimentícia e também no setor dos combustíveis, para a produção de hidrogênio com baixo teor de carbono, como meio de atender às demandas do setor de transporte. Em relação ao armazenamento da substância, o CO2 pode ser injetado em formações geológicas profundas (como reservatórios de petróleo e gás depletados ou formações salinas), que mantém o CO2 selado permanentemente. (Tapia et al, 2018).

Tendo em vista o apresentado, este trabalho objetiva, por meio da leitura dinâmica das CNDs, comparar as versões emitidas por diferentes países e

identificar se há a intenção de utilizar a CCUS como meio de atingir as metas do acordo de paris. A partir disso, há a pretensão de criar as bases de um modelo de aplicação da metodologia Análise Comparativa Qualitativa, que estabelece a ocorrência de um fenômeno e pretende dizer as condições que o determinaram. Assim, o fenômeno em análise é a adoção da CCUS por um país, e a discussão gira em torno dos possíveis motivos que levaram a essa escolha, ou seja, as condições.

2. METODOLOGIA

A Análise Comparativa Qualitativa (do inglês: Qualitative Comparative Analysis – QCA), apresenta-se como uma metodologia do ramo das ciências sociais que estabelece a comparação como fundamento essencial de sua configuração. O método partiu da motivação de seu criador de elaborar uma ferramenta de análise mais adequada que as tradicionais, baseadas em critérios qualitativos e quantitativos, permitindo realizar-se uma abordagem mais acurada em variados tipos de pesquisas (FREITAS; NETO, 2016).

Em 1987, Charles Ragin, cientista social norte americano, publicou seu livro intitulado “The Comparative Method: moving beyond qualitative and quantitative strategies”, no qual definiu as bases de sua metodologia. Esta fundamenta-se na utilização de conceitos da álgebra booleana, que quando aplicados estabelecem possíveis condições que explicam ou não um determinado resultado, sendo útil para a verificação de testes e teorias (DIAS, 2013).

Diferentemente de métodos estatísticos convencionais, a Análise Comparativa Qualitativa não admite a separação de suas causas em variáveis independentes tendo em vista a influência individual destas no resultado (“outcome”). Na verdade, o método faz uma análise em conjunto de todas as condições estabelecidas, e é ideal para se trabalhar com um dataset de tamanho médio ($10 < n < 100$), preservando assim a riqueza de aspectos qualitativos relevantes em cada caso (Ragin, 1987).

Na execução prática da metodologia, às condições selecionadas com base na teoria são agrupadas na forma de uma "tabela-verdade", sendo atribuídas para cada uma delas valores binários: 1 e 0, que representam a presença ou ausência de uma condição, respectivamente. A partir disso, originam-se combinações lógicas, que produzem o outcome. Essa estrutura torna mais objetiva e visual a análise, evidenciando quais as combinações possíveis para se atingir determinado resultados.

Na QCA, cada caso é qualificado a partir de suas características e quantificado em variáveis booleanas tratadas em conjunto, o que confere à análise maior eficiência. Na tabela verdade, cada linha representa uma combinação específica que leva a algum tipo de resultado. Com base nessa observação, é possível dividir as condições em duas classes: necessárias (aquelas que obrigatoriamente devem estar presentes para que o resultado ocorra, ou seja, outcome = 1) e suficientes (aquelas que sozinhas implicam no outcome = 1). Também, pela leitura da tabela-verdade é possível ficar atento a outro fator importante: as contradições. Elas ocorrem quando uma mesma combinação de condições gera resultados diferentes, tornando necessária a revisão do trabalho a fim de solucioná-las.

Conforme estabeleceu-se ao longo dos anos, a Análise Comparativa Quantitativa passou por aprimoramentos feitos pelo próprio Ragin em conjunto com outros pesquisadores. Como resultado, a metodologia foi dividida em três variações: crisp-set QCA, Multi-value QCA e fuzzy-set QCA, que possuem funções e aplicabilidade diferentes, a depender do tipo de abordagem exigida por uma pesquisa (RIHOUX, 2013).

Para a finalidade deste trabalho, o foco será dado à Crisp-Set (csQCA). Esta pode ser definida como a abordagem puramente Booleana da QCA, sendo a mais popular na comunidade científica, dada a simplicidade de sua execução em relação às demais técnicas. Ela foi a primeira a ser proposta por Ragin, e sua estrutura consiste basicamente no que foi descrito anteriormente, com dicotomização dos dados.

2.1 Contribuições Nacionalmente Determinadas e sua relação com a CCUS

Desde seu lançamento no acordo de Paris, as Contribuições Nacionalmente Determinadas (CNDs) objetivam traçar metas que tornem possível o crescimento econômico num cenário de baixo carbono. O sucesso das práticas abordadas nesses documentos conta com a integração de atores públicos e privados para a sua execução, que transita entre várias esferas políticas (Laudari et al, 2021). Dentre as diversas medidas adotadas com o intuito de mitigar os efeitos negativos provocados pelos gases potencializadores do efeito estufa, destaca-se a prática da Captura, Uso e Armazenamento de Carbono.

As CNDs estão disponíveis no site da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, e a partir de sua leitura é possível identificar que Austrália, Canadá, Estados Unidos, Islândia, Noruega, China, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Qatar, Bahrain, Egito e África do Sul são países que já possuem investimentos no setor da CCUS, ou que enxergam a prática como viável e tem a intenção de utilizá-la num futuro próximo.

Embora desde meados de 1970 existam registros da atividade de CCUS nos Estados Unidos, mais especificamente no Texas, com o intuito de realizar a recuperação aprimorada de óleo, a Noruega destaca-se como pioneira nesta tecnologia. O país construiu a primeira instalação de larga escala dedicada à CCUS, e nota-se que o apoio ao desenvolvimento e adoção de tecnologias de baixas emissões, que incluem tecnologias de captura e armazenamento de carbono, é uma questão central para a política climática norueguesa.

O Oriente Médio possui papel central no fornecimento global de energia associada ao uso de matrizes fósseis, possuindo uma grande responsabilidade no processo de transição do mundo para uma economia de baixo carbono. Tanto os governos quanto as empresas da região desempenham papéis fundamentais no avanço da captura e armazenamento de carbono, uma tecnologia essencial para enfrentar as mudanças climáticas globais. (Global CCS Institute, 2022)

Cada vez mais, o objetivo de atingir as metas climáticas estão criando um novo impulso por trás da CCUS. Há um grande número de projetos piloto ou em

desenvolvimento desta tecnologia, e atualmente existem países que vem realizando grandes investimentos neste setor, com a perspectiva de expandi-los ainda mais. Esse é o caso da Austrália, Estados Unidos, Canadá, Islândia, China, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Qatar, Bahrain que, como descrito em suas Contribuições Nacionalmente Determinadas emitidas nos anos de 2016 e 2021, enxergam a CCUS como uma técnica viável e promissora. Com isso, mais países mostram-se interessados no método, como Egito e África do Sul, que, embora não possuam engajamento expressivo no setor de CCUS, esboçam a intenção de implementarem a tecnologia no futuro.

2.1.1 Definição da QCA aplicada ao uso da CCUS

Para a elaboração de uma Análise Comparativa Qualitativa, é necessário a definição de alguns parâmetros, tais como produto e condições, que permitem a organização de uma tabela de dados. Uma vez que o objetivo deste trabalho é compreender as escolhas que levam à adoção da Captura, Uso e Armazenamento de Carbono por um país, o produto trata-se da própria CCUS. Ele representa exatamente se um país enxerga ou não a tecnologia como um método viável. Isto é, se de acordo com suas Contribuições Nacionalmente Determinadas, ele já realiza investimentos nesse setor ou pretende fazê-lo em um futuro próximo. Dessa forma, quando for este o caso, o valor atribuído ao país na coluna “produto” será 1. Caso não, e não tenha sido encontrada nenhuma menção à adoção de CCUS nas CNDs de um país, o valor atribuído ao produto será 0.

Tabela 1 – Exemplo de construção da tabela de dados

Número do Caso	Nome do País	Condição 1: Exportador	Condição 2: Desenvolvido	Condição 3: Sustentável	Produto: CCUS
nº 1					
nº 2					
nº ...					

Após esta etapa, é necessário apontar as condições, onde são atribuídos valores de 1 ou 0. Essas tratam-se dos motivos que podem estar associados à obtenção do produto. De maneira prática e aplicada a este estudo, são os fatores relativos a um país que o influenciam a enxergar a CCUS como uma estratégia de sucesso.

A primeira condição estabelecida é “exportador”, que se refere à possibilidade de um país ser um grande exportador de hidrocarbonetos. Para fins de definição, foi considerado que uma nação pode ser enquadrada nessa categoria quando fizer parte da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e/ou quando seu Produto Interno Bruto (PIB) relacionado ao setor do óleo e gás corresponder a ≥ 50%. Assim, na coluna “exportador” da tabela, é atribuído o valor de 1.

Essa categorização é relevante, pois, uma vez que uma nação tem boa parte de sua economia baseada nos lucros do petróleo e gás, é de seu interesse utilizar a CCUS como meio de aumentar a produtividade de suas reservas de hidrocarbonetos, e também como maneira de promover a descarbonização do setor energético. Dessa forma, as tecnologias CCUS podem fornecer um meio de remover o CO2 da atmosfera, proporcionado um saldo de “emissões negativas”, e compensando as emissões de setores onde atingir a descarbonização completa não seja economicamente ou tecnicamente viável. (IEA, 2021)

A segunda condição escolhida é “desenvolvido”, e esta relaciona-se à ideia de uma nação possuir alto grau de desenvolvimento. Foi adotado como critério para incluir uma nação nessa categoria o fato de ela fazer parte da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Países considerados desenvolvidos apresentam elevados índices de desenvolvimento socioeconômico, com base em critérios como IDH e PIB. Então, quando uma nação for pertencente à OCDE, na coluna “desenvolvido” da tabela é atribuído o valor de 1.

Tendo em vista a definição citada, é possível para esses países realizarem investimentos em tecnologias custosas, como a CCUS. Já os países

em desenvolvimento representam ambientes de alto risco para investimentos em CCUS, o que cria obstáculos para o financiamento de projetos neste setor. Isso, por sua vez, representa um risco significativo para a implantação desta tecnologia. (Global CCS Institute, 2021)

A terceira e última condição é “sustentável”, na qual enquadram-se países que privilegiem o desenvolvimento sustentável, unindo o crescimento econômico com a preservação. Para definir esse parâmetro, foi utilizado o Índice de Performance Ambiental, (do inglês: Environmental Performance Index – EPI), que é um método para quantificar e classificar numericamente o desempenho ambiental das políticas de um país. Foi estabelecido para os fins deste trabalho que, se um país aparece nos 20 primeiros colocados do ranking do EPI mais recente (2022), ele pode ser considerado sustentável. Assim, a ele será atribuído o valor de 1 na coluna “sustentável” da tabela.

A implementação da Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono depende de os formuladores de políticas tomarem medidas que tornem a tecnologia um negócio bem sucedido, tais como ações relacionados a apoio de capital, compras públicas, créditos fiscais, subsídios operacionais e critérios regulatórios (IEA, 2020). Assim, faz-se relevante a análise de um índice como o EPI, que considera os fatores citados.

3. CONCLUSÃO

Tendo em vista a preocupação mundial com a mitigação do aquecimento global, que objetiva reduzir a zero as emissões de dióxido de carbono, o presente trabalho trouxe um apanhado sobre um documento de relevância nesse aspecto: as Contribuições Nacionalmente Determinadas. Por meio da análise desses materiais, é possível acompanhar o papel de cada país na missão de atingir as metas propostas pelo Acordo de Paris, e fica claro que a Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono possui um papel relevante dentro deste objetivo.

A partir da abordagem do funcionamento da metodologia Análise Comparativa Qualitativa, percebe-se que esta mostra-se útil para a realização de estudos envolvendo o contexto descrito acima. A metodologia destaca-se

pela eficiência em elencar de maneira objetiva a influência de possíveis causas para determinados fenômenos, contribuindo para o entendimento dos motivos que tornam a CCUS uma tecnologia interessante.

Por meio da análise das Contribuições Nacionalmente Determinadas, é possível verificar de que maneira os países estão engajados com a implementação da CCUS. Assim, pode-se elaborar uma Análise Comparativa Qualitativa acerca da relação existente entre a escolha de CCUS por um país com aspectos relativos a este, tais como sua dependência de exportações de petróleo, seu nível de desenvolvimento e sua atuação na elaboração de políticas que privilegiem o desenvolvimento sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Internacional de Energia. About CCUS: Playing an important and diverse role in meeting global energy and climate goals. Technology report – abril de 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/about-ccus>. Acesso em: 01/06/2022.

Agência Internacional de Energia. The role of CCUS in low-carbon power systems. Technology report – julho de 2020. Disponível em: < https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems/actions-for-policy-makers>. Acesso em: 01/06/2022.

DIAS, Osório de Carvalho. Análise Qualitativa Comparativa (QCA) Usando Conjuntos Fuzzy – Uma Abordagem Inovadora Para Estudos Organizacionais no Brasil. In: ENCONTRO DA ANPAD, 35.. Rio de Janeiro. Setembro de 2011.

FREITAS, V. S; NETO, F. B.; Qualitative Comparative Analysis (QCA): usos e aplicações do método. Revista Política Hoje, Recife, 2ª edição – V. 24 - p. 103-117. 2016

Global CCS Institute. FINANCING CCS IN DEVELOPING COUNTRIES PREPARED FOR CLEARPATH AND SOUTHERN COMPANY. Março de 2021. Disponível em: https://www.globalccsinstitute.com/wp-

content/uploads/2021/04/Financing-CCS-In-Developing-Countries-V2-1.pdf. Acesso em: 01/06/2022.

Global CCS Institute. CCS in the Middle East – Present and Future. 27 de janeiro de 2022. Disponível em: < https://www.globalccsinstitute.com/resources/multimedia-library/ccs-in-the-middle-east-present-and-future/>. Acesso em: 01/06/2022.

Laudari, H. K.; Aryal, K.; Bhusal, S.; Maraseni, T. What lessons do the first Nationally Determined Contribution (NDC) formulation process and implementation outcome provide to the enhanced/updated NDC? A reality check from Nepal. Science of the Total Environment. 2021.

RIHOUX, Benoît. MARX, Axel. QCA, 25 Years after The Comparative Method: Mapping, Challenges, and Innovations – Mini-Symposium. In: Political Research Quarterly. v. 66, n. 1, p. 167-235. 2013.

RAGIN, Charles. The comparative method: Moving beyond qualitative and quantitative strategies. Berkeley, Los Angeles and London: Univ. of California Press. 1987

SILVA, R. P. A.; O Brasil e o Regime Internacional de Mudanças Climáticas: Contribuições Nacionalmente Determinadas e o Acordo de Paris (COP 21). Instituto de Relações Internacionais e Programa de Pós-Graduação em Relações Internacionais da Universidade de Brasília. Brasília. 2019

TAPIA, J, F, D; LEE, J, Y; OOI, R, E, H; FOO, D, C, Y; Tan, R, R; A review of optimization and decision-making models for the planning of CO2 capture, utilization and storage (CCUS) systems. *Sustainable Production and Consumption, (2018), 1-15, 13*

ANÁLISE COMPARATIVA TARIFÁRIA PARA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL

Olga Moraes Toledo[1]; Danielly Norberto Araújo[1]; Felippe Melo Campos[1]; Lucas do Espírito Santo Fernandes[1]; Ana Tereza Andrade Borba[1]

[1]SENAI CIMATEC

RESUMO

A fonte solar tem se destacado nos últimos anos com inserção no setor elétrico mundial não só por meio de usinas Fotovoltaicas (FV) na geração centralizada, mas também a partir da instalação de sistemas FV junto às unidades consumidoras na Geração Distribuída (GD). No Brasil, o modelo de GD implementado é o *net metering*, que é caracterizado pela geração de créditos ao consumidor mediante a inserção FV nas redes elétricas para posterior compensação. Assim sendo, a viabilidade econômica deste tipo de empreendimento está diretamente ligada ao potencial de economia do consumidor, que é influenciado pelo modelo tarifário adotado e por questões relacionadas à própria geração FV. Portanto, analisar a viabilidade econômica é crucial para o processo decisório de inserção de GDFV e envolve diversos fatores. O presente trabalho tem como objetivo avaliar o potencial de economia de um consumidor residencial monofásico mediante a inserção de sistema FV, considerando diferentes modalidades tarifárias e cenários de migração de tarifas. Para isso, utilizou-se dados reais de um consumidor residencial com 300 kWh de consumo médio mensal e localizado no interior da Bahia para dimensionamento de um sistema FV. Como ferramenta de auxílio para o dimensionamento e as análises realizadas, os softwares HOMER Pro e o Microsoft Excel foram utilizados. Como resultado, identificou-se que um sistema de 1,5 kWp é o mais vantajoso para o consumidor considerado por ter o seu consumo de energia da rede elétrica reduzido e a compensação dos créditos produzidos viabilizada em tempo hábil, que pela legislação vigente é um período de 5 anos. A redução nos custos proveniente da energia consumida

instantaneamente pela carga e suprida pelo sistema FV e os créditos de energia proporcionados pela geração acima do consumo somados compõem o potencial de economia anual utilizado para analisar a viabilidade do sistema. Para análise foram simulados cinco cenários de migração para o consumidor. Os cenários foram: (i) migração tarifária convencional para branca sem inserção FV; (ii) migração tarifária convencional para convencional com inserção FV; (iii) migração tarifária convencional para branca com inserção FV; (iv) migração tarifária branca para convencional com inserção FV; e (v) migração tarifária branca para branca com inserção FV. Os resultados destas simulações foram obtidos e a partir deles foram calculados os indicadores: potencial de economia e payback para cada cenário de migração. A análise comparativa destes resultados apresentou que a situação mais favorável economicamente para este consumidor foi a migração tarifária convencional para convencional com inserção FV. Este cenário obteve o maior potencial de economia anual entre todos (R$1.979,64/ano) e menor payback (5,6 anos). E o pior caso dentre os cenários propostos seria migração tarifária branca para convencional com inserção FV com menor potencial de economia anual (R$1.043,32/ano) e maior payback (10,9 anos). Dessa forma, percebe-se que o modelo tarifário convencional é mais favorável à inserção do sistema FV, em detrimento à tarifa branca, sendo economicamente viável principalmente por conta da influência direta das tarifas cobradas pelas concessionárias. A tarifa branca apresenta uma grande desvantagem em função do período de geração FV que não coincide com o horário de pico. A viabilidade desse tipo de tarifa está ligada diretamente ao perfil de carga do consumidor demandando uma mudança de hábitos para que se torne economicamente mais favorável.

Palavras-chave: Geração distribuída; Sistemas Fotovoltaicos; Análise econômica.

1. INTRODUÇÃO

A transição energética vivenciada pelo mundo contempla alterações no setor de energia se baseando principalmente, em três fatores: descarbonização,

digitalização e descentralização (3 Ds). A inserção de novas tecnologias e da criação de novos paradigmas na geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica afirmam e contribuem com as mudanças no setor energético mundial (SILVESTRE, 2018).

Em consonância com a descarbonização, a escolha por fontes de energia renováveis está cada dia mais em foco, deixando então a utilização de combustíveis fósseis de lado e contribuindo com a redução de emissão de gases poluentes na atmosfera, assim como a inserção em larga escala de veículos elétricos (BAÑALES, 2020). Já tomando a digitalização do setor como foco, considera-se cada dia mais a presença de dispositivos para monitorar e gerenciar automaticamente os sistemas e a partir disto, dados são gerados, processados e armazenados em nuvem, estabelecendo a troca de informações entre usuários e concessionárias (EPE, 2018).

E por fim, a descentralização se refere à geração e gerenciamento de energia elétrica próximo a unidade consumidora, a geração distribuída (GD) (EPE, 2018). Esta ultimamente teve um aumento considerável por todo o mundo, mediante políticas de incentivo, por contribuir com a acessibilidade, resiliência, segurança e eficiência das redes de energia (BORGES, 2017). A geração de energia utilizando a irradiação solar, ou geração distribuída fotovoltaica (GDFV), se apresenta como GD de mais fácil acesso pelos consumidores em função principalmente de sua modularidade e flexibilidade.

No Brasil, a GD foi regulamentada em 2012 pela Resolução Normativa (REN) 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2012) e posteriormente foi aprimorada por modificações feitas pela REN 687 em 2015 (ANEEL, 2015). Em suma, essa regulamentação possibilita a participação de consumidores no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) por meio de sistemas de micro e minigeração de energia (STANKIEWICZ, 2018).

No início de 2022 foi aprovada a Lei 14.300, o marco legal da GD, que consolida e torna mais seguro o setor de energia e o sistema de compensação de energia baseada na geração distribuída (GREENER, 2021). Porém, o presente estudo ainda está de acordo às regras das REN 482 e 687, não sendo

consideradas as novas regras estabelecidas no Marco Legal que ainda irão entrar em vigor.

No sistema de compensação, há a geração de créditos junto a concessionária a partir da energia excedente do consumo instantâneo e injetada na rede. Estes créditos podem ser compensados dentro de um determinado tempo e seguindo este sistema, há a redução dos custos com a conta de energia. Sendo possível a inserção do sistema GDFV por qualquer grupo de consumidores, os representantes do grupo B têm a possibilidade também de estarem adeptos a duas modalidades tarifárias, a convencional e a branca.

No Brasil, as tarifas são compostas pelos custos de energia (TE) e pela utilização da infraestrutura da rede de distribuição (TUSD), mas em alguns casos diferenciam-se pela presença de postos tarifários (CARÇÃO, 2011), como o caso da tarifa branca, que os valores de tarifas dependem do horário do consumo, os chamados postos tarifários. Já a tarifa convencional apresenta apenas um valor a ser cobrado durante todo os momentos do dia.

No caso da tarifa branca, o modelo adota os postos fora ponta, intermediário e ponta a serem cobrados, de modo que influencia na viabilidade econômica de sistemas GDFV (LEHNEN, 2019). Portanto, analisar a viabilidade econômica é crucial para o processo decisório de inserção de GDFV e envolve diversos fatores. O presente trabalho tem como objetivo avaliar o potencial de economia de um consumidor residencial monofásico mediante a inserção de sistema FV, considerando diferentes modalidades tarifárias (Convencional e Branca) e cenários de migração de tarifas.

2. METODOLOGIA

A fim de realizar análises sobre a viabilidade econômica da transição entre as tarifas (Tarifa Convencional e Branca), um sistema FV foi dimensionado e simulado para um consumidor residencial localizado na Bahia. Para simulação, foi utilizado o software HOMER Pro (HOMER, 2021). A partir dos dados simulados foram calculadas as faturas de energia para este consumidor. Sendo assim, nessa seção será descrita a metodologia aplicada no presente estudo.

2.1 Modelagem de carga

A partir de dados reais de consumo médio mensal de uma residência localizada em Alagoinhas - Bahia, pôde-se adequar os valores da potência demandada para modelagem da carga no software HOMER Pro. Desta forma, a partir do valor do consumo médio mensal da residência de 300 kWh/mês, uma curva de carga foi modelada no software.

2.2 Caracterização do Local

A residência utilizada no estudo de caso encontra-se na cidade de Alagoinhas – Bahia e, por isso, os dados coletados e utilizados na modelagem do sistema FV foram os correspondentes à esta localidade, listados na Tabela 1 (CRESEB, 2022).

Tabela 1 – Características do local.

Dado	Valor
Coordenadas geográficas	12° 7′ 13″ Sul, 38° 24′ 35″ O
Irradiância média	5,10 kWh/m^2.dia
Temperatura média	28 °C

2.3 Modelagem da rede

A modelagem da rede no *software* está relacionada às tarifas cobradas pela concessionária responsável pela distribuição de energia no local da residência, que no caso em questão é a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Como foram realizadas comparações entre dois modelos tarifários, foram implementados dois tipos modelagens, uma com a tarifa convencional (TC) e outra com a tarifa branca (TB).

2.3.1 Tarifa convencional

A tarifa convencional foi modelada no Homer como uma tarifa de valor único, sendo este o resultado da soma da Tarifa de Energia (TE) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Nas tarifas aplicadas pela COELBA, A

TE equivale à R$ 0,57/kWh e a TUSD à R$ 0,32/kWh, resultando, dessa forma no valor total de tarifa de R$0,89/kWh (COELBA, 2021).

2.3.2 Tarifa Branca

A tarifa branca tem o intuito sobre o consumidor de influenciar no deslocamento de seu consumo para horários no período fora de ponta, para que a cobrança aconteça com menores valores. Para se tornar adepto deste modelo, é necessário realizar um estudo sobre o perfil de consumo da carga para analisar a viabilidade desta adesão (CARLOS; SOUTO; BATISTA, 2018).

Para a tarifa branca, foi utilizada a modelagem de custo horário no software, tendo em vista que esse modelo tarifário possui valores de tarifa diferentes de acordo com a hora do dia (postos tarifários). Dessa forma, considerando os valores aplicados pela COELBA, a modelagem da rede se baseou nos custos de horário ponta, intermediário e fora ponta, que são R$ 1,39/kWh, R$ 0,87/kWh e R$ 0,49/kWh, respectivamente (COELBA, 2021). Na Tab.2 são apresentados os horários correspondentes aos postos tarifários da tarifa branca.

Tabela 2 – Valores cobrados pela tarifa branca por horário.

POSTO TARIFÁRIO	HORÁRIO
Fora ponta	00 hr – 17hrs e 23 hrs – 23h59min*
Ponta	18 hrs – 21 hrs*
Intermediário	17 hrs – 18 hrs e 21 hrs – 22 hrs*

* Com exceção de finais de semana, que aplica-se a tarifa fora ponta em todos os momentos do dia.

2.4 Modelagem do sistema FV

Na modelagem do sistema FV, utilizou-se as informações contidas na Tab. 3 e limitou-se a capacidade instalada da planta fotovoltaica em 1,5 kWp para que a geração de energia não fosse muito acima da carga demandada anualmente, considerou-se o sistema de compensação em vigor atualmente. Para este dimensionamento foi considerado o custo operacional previsto pela

concessionária, além dos custos associados à implantação, *replacement* e Operação e Manutenção (O&M), (GREENER, 2022).

Tabela 3 – Caracterização da planta fotovoltaica

CARACTERÍSTICA	DESCRIÇÃO
Modelo	Jinko Eagle PERC60 300W
Potência por módulo	300 Wp
Eficiência do módulo	18,33%
Arranjo do sistema	5 módulos
Vida útil	25 anos
Custos de aquisição	R$ 4.528,40/kWp
Custos de operação e manutenção	5% dos custos de aquisição

2.5 Avaliação econômica de cenários de migração

Estabelecidos os cenários de migração tarifário considerando o sistema FV, firmou-se os parâmetros de potencial de economia e *payback* a fim de avaliar a viabilidade econômica de cada caso proposto pelo estudo (Tab. 4). Para encontrar esses parâmetros, calculou-se os valores referentes ao consumo de energia da residência portando ou não o sistema FV e considerando também a energia injetada na rede, estimou-se os valores referentes ao potencial de economia. A partir destes valores encontrados, pôde-se calcular também o tempo de retorno do investimento na planta geradora, o *payback* (HOMER, 2021).

Tabela 4 – Cenários de migração

CENÁRIO	TARIFA INICIAL	TARIFA FINAL COM FV
1	Convencional	Convencional
2	Convencional	Branca
3	Branca	Branca
4	Branca	Convencional

O potencial de economia é o valor em reais (R$) que o consumidor deixa de pagar após realizar investimento. Para estes casos propostos pelo estudo, seria a economia com energia elétrica após instalar a planta GDFV. Desta forma, a residência teria os créditos gerados pela injeção na rede e a também um valor de fatura menor em função da diminuição do consumo da rede.

3. RESULTADOS

3.1 Potenciais de economia e *payback*

O primeiro caso considerado foi a implantação de um sistema GDFV juntamente a permanência do consumidor na tarifa convencional (cenário 1). Neste caso, o consumo de energia anterior a implantação do GDFV custaria cerca de R$ 3.250,00 e posterior à instalação alcançaria o valor de R$2.138,94. Além desta economia apenas por utilizar a energia gerada pelo GDFV, deve ser considerado o valor correspondente aos créditos (injeção na rede), que se encontram na faixa dos R$ 870,00. Totalizando uma economia de R$ 1.979,64/ano e com *payback* em 5,6 anos para obter o retorno do investimento com a planta GDFV.

Para o cenário 3, tarifa branca para tarifa branca com GDFV, encontrou-se um valor de R$ 2.311,91 para o consumo direto da carga residencial sem a GDFV. Ao implantar o sistema gerador de energia, a conta de energia seria reduzida à R$ 1.676,73, correspondente ao consumo de energia da geração. Mas também deve ser levado em consideração a injeção de energia na rede, quando o consumo não é maior que a geração. Desta forma, os 978 kWh/ano são compensados na conta de energia diretamente no horário de fora ponta e equivalem a uma economia de R$ 479,18. Assim resultando em R$1.114,36 poupados anualmente e 10,2 anos correspondentes ao *payback* deste sistema para o modelo tarifário em questão.

Comparando os consumos com a instalação da GDFV em ambos os modelos tarifários, percebe-se que este é menor para a tarifa branca. Porém, ao analisar a energia injetada na rede e a diferença em reais (R$) dos consumos

com e sem FV, o potencial de economia para a tarifa convencional é maior, sendo esta então mais viável, não considerando a transição tarifária.

Já ao considerar o consumidor como adepto ao modelo tarifário convencional e propondo a transição tarifária para a tarifa branca com GDFV (cenário 2), encontrou-se um potencial de economia de R$1.571,50. Referente à economia de gastos com energia pela inserção da planta geradora, deixando de consumir e injetando energia na rede. Por isso, com este valor encontrado, obteve-se de 7,9 anos para compensar os valores de investimento no sistema.

Por fim, considerando o sentido contrário de transição, cenário 4 (tarifa branca para tarifa convencional com GDFV), encontrou-se o pior caso, pois o potencial de economia foi o menor encontrado. A diferença do valor referente ao consumo sem o GDFV na tarifa branca para o consumo com o GDFV na tarifa convencional, juntamente ao valor correspondente a injeção de energia na rede foi de R$ 1.043,32, a menor de todas. Por isso, resultou no *payback* de 10,9 anos para o sistema proposto.

Os resultados encontrados para os cenários propostos foram organizados e apresentados na Tab. 5.

Tabela 5 – Resultados dos cenários propostos

Cenários de migração			**Potencial de economia**	***Payback***
	Tarifa inicial	**Tarifa final com FV**	R$/ano	Anos
1	Convencional	Convencional	R$ 1.979,64	5,6
2	Convencional	Branca	R$ 1.571,50	7,9
3	Branca	Branca	R$ 1.114,36	10,2
4	Branca	Convencional	R$ 1.043,32	10,9

Como pode-se analisar, os melhores casos se dão justamente quando se utiliza a tarifa convencional como referência. Os menores tempo de retorno de investimento, *payback,* estão diretamente relacionados aos maiores potenciais de economia. A tarifa convencional está diretamente ligada a este fato pois apresenta seu valor referencial maior, quando em comparação à tarifa branca durante o horário no qual a geração de energia está ativa. Como a geração de

energia se dá nos horários de fora ponta, a diferença de valor cobrada entre as tarifas convencional e branca é de R$ 0,40 e desta forma, o valor a ser abatido da conta com a tarifa branca é menor, diminuindo o potencial de economia. Além do fator que a energia gerada e não consumida da rede pela carga instantaneamente, a energia injetada na rede resultante da GDFV acima do consumo neste horário (fora ponta) também tem a tarifa de compensação correspondente seguindo a mesma definição. Em ambos os casos, quanto maior for a tarifa no período tarifário de geração, maior será o benefício econômico, resultando em uma atratividade maior para os sistemas enquadrados na tarifação convencional de baixa tensão (MENDES et al., 2020).

Observando este intervalo de valores de *payback* entende-se que a residência seguindo este perfil de carga, tem a tarifa convencional mais viável economicamente frente a tarifa branca em função da uniformidade de valor desta modalidade tarifária. Para que a tarifa branca venha a ser considerada mais viável, é necessário que haja uma mudança no perfil de carga (RODRIGUES; CARLO, 2020) e quando regulamentado, associar sistemas de armazenamento de energia distribuídos a fim de deslocar o a crescente do consumo de energia da rede para o momento de fora ponta.

4. CONCLUSÕES

Comparando-se os dois modelos tarifários para a inserção de sistema FV a tarifa convencional apresentou-se mais viável em função das tarifas utilizadas sobre a energia injetada na rede. A tarifa branca apresenta uma grande desvantagem em função do período de geração FV que não coincide com o horário de pico. Desta forma, a tarifa convencional apresenta-se como melhor caso em todos os cenários propostos ao consumidor do tipo B considerando o perfil de consumo utilizado no estudo. Porém, se houver a possibilidade da mudança deste perfil de carga, diminuindo o consumo durante o horário de ponta a TB pode ter sua viabilidade aumentada. A viabilidade desse tipo de tarifa está

ligada diretamente ao perfil de carga do consumidor demandando uma mudança de hábitos para que se torne economicamente mais favorável.

Uma outra possibilidade para promover a gestão energética mais eficiente para este tipo de consumidor, seria a inserção de sistemas de armazenamento de energia distribuído. Este sistema poderia agregar valor à geração FV com o benefício da redução da curva de carga em diferentes horários. Porém a utilização destes em sistemas *on grid* ainda não é permitida por lei em território brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORGES, C. H. V. Avaliação econômica de tarifação com a utilização de sistema fotovoltaico. Trabalho de Conclusão de curso de Engenharia Elétrica - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

CARÇÃO, J. F. C. Tarifas de energia elétrica no Brasil. Dissertação de mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade de São Paulo – USP. São Paulo, 2011.

CARLOS, O.; SOUTO, N.; BATISTA, S. Análise Econômica De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Considerando a Tarifa Branca E Ações De Eficiência Energética Para Consumidores Residenciais Utilizando Homer Pro Energy. Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), 2018.

COELBA. TABELA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: Grupo B. 2021. Disponível em: <https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/comercial-industrial/Pages/Baixa%20Tens%E3o/tarifas-grupo-b.aspx>. Acesso em: 24 jan. 2022.

EPE, “Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies,” 2018.

GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída. 2021. Disponível em: < https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2021/08/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Agosto-2021.pdf >. Acesso em: 11 fev. 2022.

HOMER. Manual. 2021. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>. Acessado em: 25 jan. 2022.

LEHNEN, K. R. Estudo de Tarifas Horárias para Prosumidores Residenciais com Geração Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de curso de Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, 2019.

SILVESTRE, M. L. DI; FAVUZZA, S.; RIVA SANSEVERINO, E. ; ZIZZO, G. “How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 93, no. February, pp. 483–498, 2018.

MENDES, A. et al. Análise da viabilidade econômica de sistemas de microgeracão fotovoltaica em baixa tensão aplicadas as tarifas convencionais e branca. Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), 2020.

RODRIGUES, M. G.; CARLO, J. C. Impactos da geração distribuída fotovoltaica e da tarifa branca no consumo do setor residencial. PARC - Pesquisa em Arquitetura e Construção, 2020.

BAÑALES, S. “The enabling impact of digital technologies on distributed energy resources integration,” J. Renew. Sustain. Energy, vol. 12, no. 4, 2020.

STANKIEWICZ, D. F. Impacto Financeiro da Aplicação da Tarifa Binômia no Retorno de Investimento em Geração Distribuída Fotovoltaica de Clientes Residenciais. 53 f. — Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, 2018.

ANEEL. Resolução normativa no 482. 17 abr. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2022.

ANEEL. Resolução normativa no 687. 21 nov. 2015. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2022.

CRESEB. Potencial Solar - SunData v 3.0. 2022. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 26 jan. 2022.

ANÁLISE CRÍTICA SOBRE A RECENTE METODOLOGIA APROVADA PELA ANEEL PARA ESTABELECIMENTO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS (PNT) REGULATÓRIAS PARA O SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Lindemberg Nunes Reis[1,2]; Rodrigo Flora Calili[1]

[1]Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro; [2]ABRADEE

RESUMO

Em dezembro de 2021, a ANEEL homologou uma nova metodologia para estabelecimento das Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias para o segmento de distribuição de energia elétrica. Em linhas gerais, a metodologia é baseada em cinco grandes marcos: (i) atualização da base de dados, com informações de atributos dispostos em painel de 2010 a 2019; (ii) imputação de informações faltantes pelo método *spline* natural[1]; (iii) mudança do método de seleção de variáveis e de modelos; (iv) estabelecimento de 138 modelos em substituição aos três que vigoraram entre set/2015 e dez/2021; e (v) tratamento específico para concessões que tenham Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO) em suas áreas de atuação. Cumpre salientar que esta metodologia também define outro importante *driver* da receita requerida das distribuidoras de energia: a inadimplência regulatória, também conhecida como Receitas Irrecuperáveis (RI). Em que pesem os avanços da Agência em buscar aprimorar os modelos que vigoraram no setor elétrico entre 2015 e 2021, a metodologia recentemente homologada peca em diversos aspectos. Este trabalho se propõe a fazer uma análise crítica da metodologia vigente que determina os níveis eficientes de PNT e de RI para as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Regulação; Perdas Não Técnicas; Tarifas; Receitas Irrecuperáveis.

[1] Interpolação cúbica (ou *Hermite*) de pontos de dados fornecidos.

ABSTRACT

In December 2021, ANEEL approved a new methodology to determine the regulatory levels of Non-Technical Losses (PNT, in Portuguese) for the electricity distribution segment. In general terms, the aforementioned methodology is stablished considering five milestones: (i) the updated database, with variables arranged in a panel from 2010 to 2019; (ii) imputation of missing information by the natural spline method[2]; (iii) change in the method for selecting variables and models; (iv) establishment of 138 models to replace the three that were used between Sep/2015 and Dec/2021; and (v) specific treatment for concessions that have Areas with Severe Operating Restrictions (ASRO, in Portuguese) in their operation areas. It's important to note that this methodology also defines another significant driver of the required revenue of distribution companies: regulatory default, also known as delinquency rate (RI, in Portuguese). Despite the Agency's advances in improving the models that were used in the electrical sector between 2015 and 2021, the recently approved methodology fails in several aspects. This work proposes a critical analysis of the current methodology that determines the efficient levels of PNT and RI for distribution companies.

Keywords: Regulation; Non-Technical Losses; Energy Charges; Delinquency Rates.

1. INTRODUÇÃO

No fechamento da Consulta Pública nº 029/2020, por meio da Nota Técnica (NT) nº 099/2020 (SRM/SGT/ANEEL, 2021), a ANEEL trouxe à tona uma nova proposta metodológica, aprovada pela Diretoria da Agência em reunião pública ocorrida no dia 07/12/2021, para determinação dos níveis regulatórios de Perdas Não Técnicas (PNT) para o segmento de distribuição de energia elétrica.

Em linhas gerais, a referida NT apresentou (i) a atualização da base de dados, com informações de atributos dispostos em painel de 2010 a 2019; (ii)

[2] Cubic (or Hermite) interpolation of given data points.

imputação de informações faltantes pelo método *spline* natural; (iii) mudança do método de seleção de variáveis e de modelos; (iv) estabelecimento de 138 modelos em substituição aos três que vigoraram entre set/2015 e dez/2021; e (v) tratamento específico para concessões que tenham Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO) em suas áreas de atuação.

É importante destacar que esta metodologia também define outro importante *driver* da receita requerida das distribuidoras de energia: a inadimplência regulatória (ou estrutural), também conhecida como Receitas Irrecuperáveis (RI).

Em que pesem os avanços da Agência em buscar aprimorar os modelos que vigoraram no setor elétrico entre 2015 e 2021, a metodologia recentemente homologada peca em diversos aspectos. Este trabalho se propõe a fazer uma análise crítica da metodologia vigente que determina os níveis eficientes de PNT e RI para as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

2. METODOLOGIA ANTERIOR DE PNT E RI

De forma resumida, a ANEEL, utilizando-se de variáveis socioeconômicas e de mercado para o período de 2003 a 2013 (dados em painel, para todas concessionárias do Brasil), obteve três modelos econométricos (C, G e K) para determinação do Índice de Complexidade Socioeconômica (ICS) com o objetivo de refletir a dificuldade do combate às perdas comerciais de acordo com as características intrínsecas de cada área de concessão.

O banco de dados construído para a modelagem estatística de PNT apresenta a estrutura de Dados em Painel. Tratam-se de observações seccionais repetidas, de uma ou mais características, de dois ou mais indivíduos (distribuidoras) ao longo do tempo (anos).

Os modelos lineares para dados em painel são de grande importância para a modelagem econométrica, pois permitem mensurar as sensibilidades de características heterogêneas dos indivíduos e testar se estas apresentam evidências empíricas de comportamentos diferenciados. A especificação pode ser dada segundo a **Error! Reference source not found.**:

$$y_{it} = X_{it}\beta + \alpha_i + \epsilon_{it} \quad (1)$$

Em que:

y_{it}: valor observado da variável dependente da unidade seccional i (indivíduo i) no instante de tempo t;

X_{it}: vetor (1 x k) dos valores observados das k variáveis explicativas da unidade seccional i no instante t;

β: vetor (k x 1) de coeficientes da equação;

α_i: é o efeito individual da unidade seccional (heterogeneidade) para todo tempo t,

ϵ_{it}: erro aleatório da unidade seccional i no instante de tempo t.

O comportamento de α_i pautará a escolha dos três principais tipos de modelos, segundo a literatura: o modelo empilhado, o modelo de efeitos fixos e o modelo de efeitos aleatórios. O primeiro pressupõe que α_i é igual a zero, i.e, não há a presença de heterogeneidades. Os demais pressupõem que $\alpha_i > 0$, porém o modelo de efeitos aleatórios é utilizado nos casos em que α_i não está correlacionado com X_{it} e o modelo de efeitos fixos quando α_i é correlacionado com X_{it}.

Considerando este método, a ANEEL selecionou os modelos C, G e K de forma razoavelmente discricionária, após testagem de 12 modelos econométricos. As três especificações para a estimação dos coeficientes das variáveis que explicam as perdas não técnicas estão descritas na Tabela 1.

A Agência considerou que os efeitos específicos presentes na regressão são do tipo aleatórios, controlando as heterogeneidades não inseridas na equação, invariantes no tempo, de cada empresa.

Tabela 1 – Modelos econométricos utilizados na metodologia anterior (C, G e K)

Variável	Descrição	Origem	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Sub2	% de pessoas em domicílios subnormais	Censo 2010	1,986***	1,960***	2,215***
Lixo.u	% de domicílios urbano com coleta de lixo.	Censo 2010	-0,179***	-2,61***	-0,181***
Pob2	% de pessoas com renda *per capita* < ½ salário mínimo	Censo 2010	0,241***		0,205***
Mbr.Mb1Mbr	Mercado Baixa Renda / Mercado B1 total.	SAMP ANEEL	-0,102***		
Gini	Índice de Gini.	IBGE/IPEA		0,182*	
Inad	Inadimplência do setor de crédito.	BACEN	1,390***	1,474***	
Mbr.Mbt	Mercado Baixa Renda / Mercado BT total.	SAMP ANEEL			-0,186***
Vio	Óbitos por Agressão por 100 mil habitantes.	Datasus			0,001***
Constante	-	-	0,144**	0,160**	0,175***

Fonte: Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL. Nota: *p-valor < 0,1; **p-valor < 0,05; ***p-valor < 0,01. SAMP: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica. BACEN – Banco Central.

No que concerne às heterogeneidades de cada empresa (efeitos específicos), apesar de a Agência estimá-las nas regressões, esta informação não é utilizada na composição do Índice de Complexidade (ICS). Entende-se que o Regulador parte do pressuposto, não comprovado empiricamente, de que a totalidade dos efeitos específicos representa a ineficiência das empresas no combate às perdas não técnicas.

Desta forma, os ICS estimados em cada modelo são definidos segundo a **Error! Reference source not found.**. O ordenamento dos ICS das empresas mais complexas para as menos complexas é utilizado para definir metas de RI.

$$IC_{it} = X_{it}\hat{\beta} \quad (2)$$

Em que $\hat{\boldsymbol{\beta}}$ são os coeficientes estimados e t é o ano mais recente disponível na base de dados[3].

3. METODOLOGIA VIGENTE DE PNT E RI

3.1 Base de Dados: Painel 2010 a 2019

Conforme se pôde verificar na Tabela 1, os modelos para estabelecimento das metas de PNT e RI são fortemente baseados em variáveis oriundas do Censo 2010, como a subnormalidade e os níveis de coleta de lixo urbano.

Para se utilizar um painel de observações até 2019, a ANEEL faz exercícios de interpolações simplificadas de observações. Por exemplo, a variável coleta de lixo cresce, à nível municipal, segundo a taxa de crescimento estadual deste atributo, coletado por meio das PNADs anuais (Pesquisa Nacional de Amostra Domiciliares).

No caso da variável subnormal, que é alicerce de quaisquer modelos que ANEEL estime, conforme será demonstrado na seção 3.3 e 3.4, atualiza-se este atributo de forma ínfima, apenas ponderando-se os níveis de subnormalidades de 2010 de acordo com a taxa de crescimento da população municipal. Portanto, como 2019 é muito distante do dado original, pode-se concluir que a base de dados elaborada pela ANEEL não reflete a atual configuração socioeconômica do país.

Em 2020 era esperada a realização de um Censo demográfico, mas devido à pandemia da Covid-19 este teve que ser adiado. Em 2021, o mesmo não foi realizado devido a cortes orçamentários. Espera-se que seja executado um Censo ainda neste ano, 2022, momento no qual se avaliará a real complexidade socioeconômica do país de forma pormenorizada.

[3] Para os modelos C e G, calculou-se o ICS considerando variáveis de 2013, e o modelo K com variáveis de 2012, pois à época não estava disponível a variável *vio* em 2013.

3.2 Base de Dados: Imputação de Valores Ausentes

Uma relevante alteração adotada pela ANEEL na metodologia recentemente homologada – que não era utilizada na metodologia anterior - foi o uso do método *spline* natural para imputação de valores ausentes nas séries dos dados.

Acontece que a interpolação de valores em anos dos extremos do período pode resultar em valores incoerentes, visto que não se trata de um método de previsão, e sim de um método para encontrar um polinômio que conecte todos os pontos.

No exemplo do **Error! Reference source not found.**, demonstra-se a "interpolação" da variável Gini entre 2018 e 2019 para a Bahia e o Amapá, segundo ANEEL. É razoável supormos que o método superestimou a desigualdade nesses estados, pois os pontos desconhecidos tomaram valores que saíram completamente da tendência histórica.

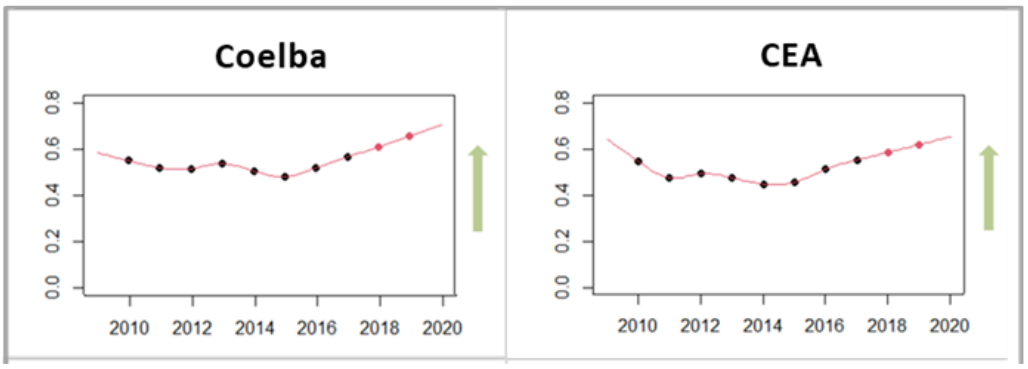


Figura 1 – Método *spline* natural aplicado na variável Gini
Fonte: Elaboração própria utilizando o software R

Um ponto de alerta é que, assim como na metodologia anterior, o Índice de Complexidade para cada distribuidora é construído com base no ano mais recente disponível para cada variável. Desta forma, valores inconsistentes em 2019 são críticos, pois são as informações utilizadas para construção dos Índices de Complexidade.

3.3 Método de seleção dos modelos econométricos

A ANEEL abandonou os modelos C, G e K utilizados na metodologia anterior e selecionou novos modelos econométricos a partir de um extenso procedimento.

Em linhas gerais, selecionou-se modelos a partir combinações de 3 a 5 variáveis, priorizando modelos que apresentassem: (i) menores estatísticas *RMSE (Root Mean Square Error)* por distribuidora; (ii) considerassem 4 dimensões importantes: habitação, renda, infraestrutura e violência; e (iii) possuíssem a variável sub (subnormalidade do Censo de 2010) ou a sub_domic (subnormalidade precária de 2019, conforme será explicado mais adiante). Por fim, (iv) selecionou-se 138 modelos utilizados para o cálculo das metas.

O procedimento adotado encontra-se disposto na Figura 2. A ANEEL considerou que todos os 138 modelos têm heterogeneidades com efeitos aleatórios, embora não tenha feito nenhum teste para comprovação desta hipótese.

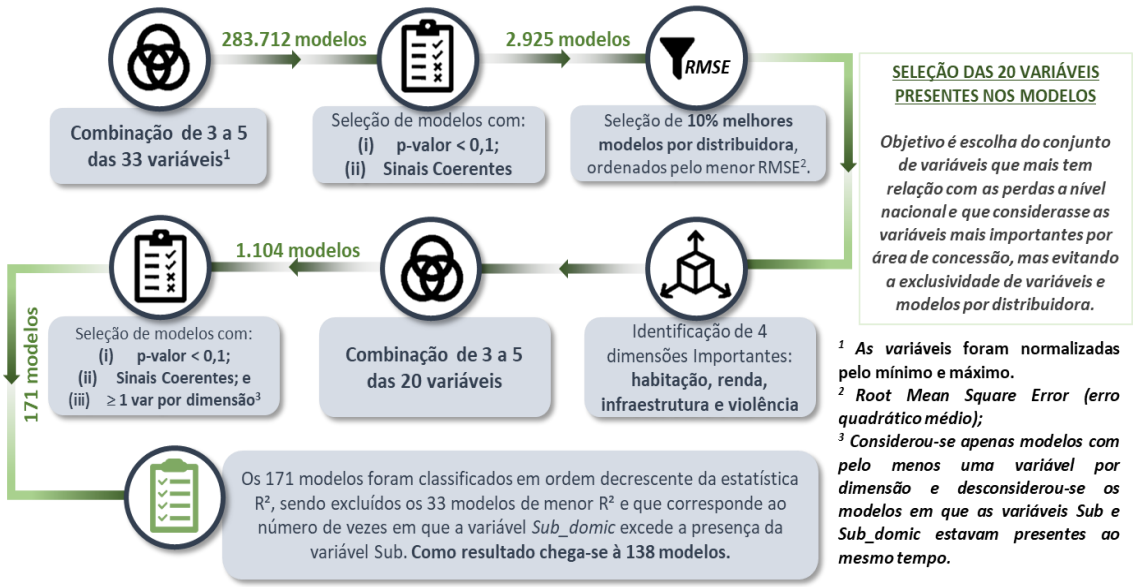


Figura 2 - Seleção de modelos para o cálculo do Índice de Complexidade
Fonte: Elaboração própria utilizando o *software* R

No fim das contas, a ANEEL definiu 69 modelos que são pautados na variável subnormalidade de 2010 (Sub) e outros 69 modelos alicerçados na variável subnormal oriunda da prévia do Censo de 2020 (*Sub_domic*).

Vale ressaltar que a variável sub_domic foi obtida a partir do mapeamento preliminar dos aglomerados subnormais, divulgado pelo IBGE, como preparação para a operação do Censo Demográfico 2020, adiado para 2022 em razão da pandemia de COVID-19. Trata-se, dessa forma, de uma antecipação de resultados, o que objetivava fornecer à sociedade informações para o enfrentamento da pandemia do Coronavírus, informações especialmente importantes para áreas vulneráveis das cidades brasileiras.

Para dimensionar a variável sub_domic, o IBGE visitou *in loco* algumas localidades e, para outras – a maioria do universo -, foram feitas estimativas menos precisas, amostrais, sempre usando as melhores informações disponíveis, como imagens de satélite, por exemplo. De tal sorte que a variável sub_domic deveria ter caráter precário, porém foi utilizada na metade dos modelos obtidos pela ANEEL.

Na Figura 3, observa-se a proporção dos domicílios ocupados em aglomerados subnormais. O destaque fica para o estado do Amazonas, que apresenta a maior subnormalidade em 2019, seguido do Espírito Santo e do Amapá. O estado do Rio de Janeiro, embora apresentasse o 3º maior percentual em 2010, não indicou variação significativa para o ano de 2019.

Ainda pode-se verificar que, metade dos modelos utilizados pela ANEEL utiliza uma variável precária (não oficial, não homologada pelo IBGE), e que traz severas oscilações da complexidade socioeconômica para determinadas unidades federativas.

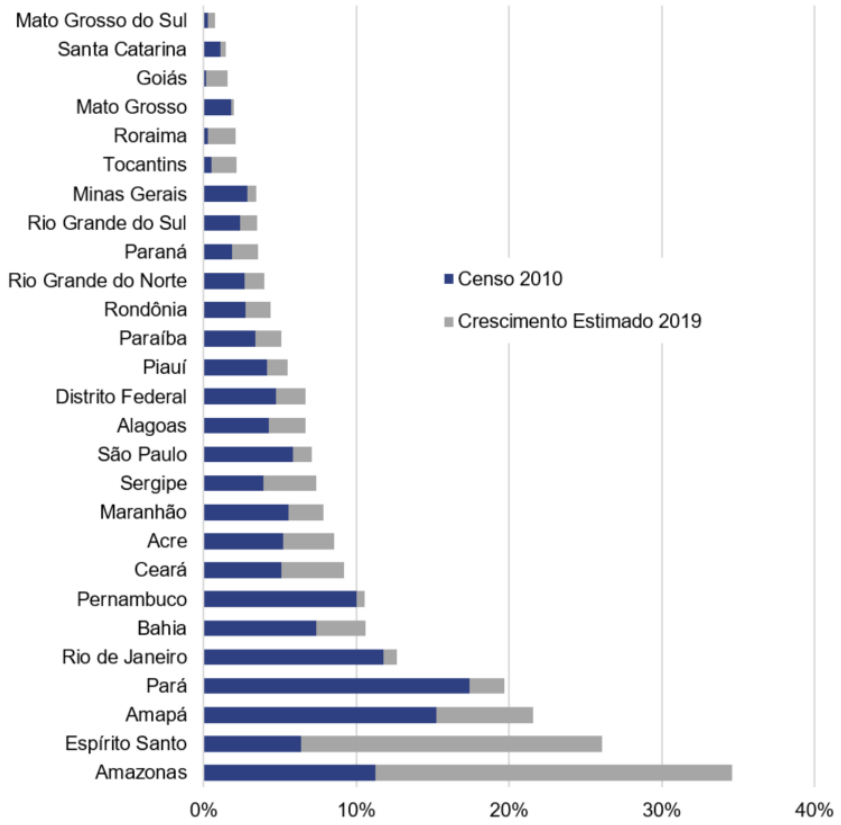


Figura 3 – Estimativa do crescimento da proporção de domicílios ocupados em aglomerados subnormais por Unidade da Federação – 2010 - 2019

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2010) e IBGE (2020)

3.4 Análise crítica acerca dos modelos econométricos selecionados

Diante dos novos modelos vigentes, realizou-se o teste de *Hausman* sobre todos os 138 modelos selecionados pela ANEEL[4]. Na Tabela 2 podemos identificar que 83 (60%) dos modelos obtidos pela ANEEL utilizam o efeito aleatório na estimação, enquanto o correto seria a utilização do efeito fixo.

Considerando a relevância das variáveis sub e sub_domic, presentes cada uma em 69 (metade) modelos, visualiza-se que apenas 17 (25%) dos modelos com a variável sub possui especificação incorreta, segundo a literatura. Porém, dentre os modelos com a variável sub_domic, 66 (96%) modelos

[4] Previamente, realizamos o teste de *Breush-Pagan (The Lagrange multiplier test and its applications to model specification in econometrics, 1980)* em todos os 138 modelos. O objetivo do teste é verificar se existe o efeito individual, ou seja, necessidade do uso de modelos específicos para dados em painel. Verificou-se que nos 138 modelos havia a necessidade de estimar os efeitos individuais.

indicaram o uso do efeito fixo. Portanto, a maior parte dos modelos com a variável sub_domic estão com efeitos individuais mal especificados.

Tabela 2 – Resultado do Teste de *Hausman* para os 138 modelos da ANEEL

Modelos	Efeito Aleatório	Efeito Fixo
69 c/ *sub*	**52**	**17**
69 c/ *sub_domic*	**3**	**66**
138 (total)	**55**	**83**

Segundo a literatura (Correia et al), quando se obtém um modelo com dados em painel com pressuposição errônea quanto ao comportamento de sua heterogeneidade, os coeficientes estimados podem ser ineficientes e viesados.

3.5 Tratamento para Áreas com Severas Restrições Operativas

A ANEEL indicou a possibilidade de tratamento especial para as ASRO e, na metodologia vigente, o condicionou às concessões com elevado percentual de Código de Endereçamento Postal (CEP) com restrição de entrega de mercadoria, obtido a partir de informações dos CORREIOS.

O referido percentual deve ser superior a 10% do total de CEP de uma determinada concessão – na média dos últimos três anos anteriores à revisão tarifária -, e a restrição deve ser do tipo Entrega Interna, quando o CEP de destino está temporariamente sem entrega.

A partir dos estudos realizados pela ANEEL na Nota Técnicas nº 99/2020, identificou-se que LIGHT, ENEL RJ e CPFL Piratininga estariam sujeitas ao tratamento diferenciado, que consiste na flexibilização do ponto de partida e da meta.

Ora, pode-se até conjecturar que há relação entre restrição de entrega de cartas e mercadorias com a presença de ASRO. Contudo, este exercício não foi demonstrado. Além do mais, aparenta um tratamento demasiadamente vago a um tema tão complexo como é o combate às PNT.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve por objetivo apresentar uma gama de inconsistências na metodologia homologada recentemente pela ANEEL para tratamento regulatório de PNT e RI.

Em suma, demonstramos imperfeições (i) na atualização da base de dados, com informações de atributos dispostos em painel de 2010 a 2019; (ii) na imputação de informações faltantes; (iii) na mudança do método de seleção de variáveis e de modelos; (iv) no estabelecimento de 138 modelos em substituição aos três que vigoraram entre set/2015 e dez/2021; e (v) no tratamento específico para concessões que tenham ASRO em suas áreas de atuação.

Como trabalhos futuros pode-se citar a obtenção de modelos consistentes após a divulgação do próximo Censo demográfico. Até lá, entende-se que é possível ajustar a base de dados para que não considere as inconsistências anteriormente apontadas e simular novamente os modelos, considerando para simulação de metas apenas as especificações que sejam estatisticamente robustas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Breusch, T. S., & Pagan, A. R. (1979). A Simple Test for Heteroscedasticity and Random Coefficient Variation. Econometrica, 47, 1287–1294.

Correia, Eduardo Takamine; Calili, Rodrigo Flora; Pessanha, José Francisco Moreira. Seleção automática de modelos para dados em painel: uma aplicação para definição das metas de perdas não técnicas das distribuidoras brasileiras. PUC 2021.

IBGE. (2021). Aglomerados Subnormais. Acesso em 07 de 12 de 2021, disponível em ibge.gov.br: https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/tipologias-do-territorio/15788-aglomerados-subnormais.html?=&t=o-que-e

Hausman, J. A. (1978). Specification tests in econometrics. Econometrica: Journal of the econometric society, 1251-1271.

ANÁLISE DA ARQUITETURA QUE INCLUI SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA INFRAESTRUTURA DE TELHADOS DE CASAS POPULARES

Renata Ortiz Silva[1]; Miguel Udaeta[1]; André Luiz Veiga Gimenes[1]; Henrique Fernandes Camilo[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Os estudos de fontes sustentáveis e a conscientização da população frente à eficiência energética, podem amenizar problemas de demanda e geração. Sendo assim, o presente estudo tem como intuito analisar uma modelagem FV (fotovoltaica) através da GD (Geração Distribuída), com ênfase, a partir da geração de energia solar. Considerando ainda, regulações vigentes e acesso à eletricidade pela população, o escopo possibilita a melhoria de um projeto, além claro, do levantamento voltado ao aluguel do telhado de casas populares para um planejamento de investimento, a fim de mapear esse sistema. Conforme o cenário evidenciado, o interesse é voltado para o consumidor residencial de baixa renda, em que relaciona as exigências e normativas. A fim de, verificar a hipótese na viabilidade dessa modelagem para os consumidores, bem como, a importância de linhas crédito e acesso aos programas conforme as normativas vigentes do sistema brasileiro segundo ações políticas.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Sistema energético. Setor residencial. Consumidor baixa renda.

ABSTRACT

Studies of sustainable sources and the population's awareness of energy efficiency can alleviate demand and generation problems. Therefore, the present study aims to analyze a PV (photovoltaic) modeling through DG (Distributed Generation), with emphasis, from the generation of solar energy. Considering also current regulations and access to electricity by the population, the scope makes it possible to improve a project, in addition of course, the survey aimed at

renting the roof of popular houses for an investment planning, in order to map this system. According to the evidenced scenario, the interest is focused on the low-income residential consumer, in which the requirements and regulations are listed. In order to verify the hypothesis on the feasibility of this model for consumers, as well as the importance of credit lines and access to programs according to the current regulations of the Brazilian system according to political actions.

Keywords: Distributed Generation. Energy system. Residential sector. Low-income consumer.

1. INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica desde o advento da Revolução Industrial é um dos temas mais presente nas agendas de governos, nas análises de qualidade de vida, de infraestrutura, de indicadores econômicos e nas discussões sobre o meio ambiente.

Assim, desde essa época, o abastecimento de energia elétrica aos consumidores fora estudado e tratado da maneira convencional. Isto é, usinas de geração, conectadas a sistemas de transmissão responsáveis pelo transporte de potências elevadas por grandes distâncias até locais próximos dos centros de carga e, finalmente, o sistema de distribuição, que atende à demanda dos consumidores em média e/ou baixa tensão [1].

É nesse contexto que, há poucas décadas, a Europa e Estados Unidos adicionaram um novo elemento na concepção do abastecimento de energia elétrica: a Geração Distribuída (GD). A GD nasceu em virtude dos avanços tecnológicos na geração de energia elétrica, impulsionados pela necessidade de atendimento de demandas energéticas crescentes.

Associada a essa necessidade também está a preocupação da população e dos governos com a questão ambiental, principalmente em busca de recursos naturais acessíveis a todos. Dentre esses recursos está a luz solar, com uma das técnicas mais disseminadas: a utilização de painéis fotovoltaicos. Esse conceito alterou de forma significativa não só o fluxo “natural” de energia elétrica

nas redes de abastecimento como também as relações técnicas e comerciais entre a distribuidora e o consumidor residencial [1].

De acordo com Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017) apesar de o Brasil possuir índice de irradiação solar superior aos encontrados na maioria dos países europeus, ainda é uma fonte de energia pouco explorada. No entanto, o custo, a falta de financiamento específico para a compra dos equipamentos solares, e também, agravado pela pouca consciência ambiental de nossa população, acaba por gerar um baixo dinamismo do setor brasileiro de geração de energia fotovoltaica [6].

Por isso que, os sistemas fotovoltaicos são eficientes alternativas de geração de energia elétrica pela sua característica modular, visto que, sistemas fotovoltaicos de diferentes topologias possuem tamanhos e capacidades de geração variados [2].

Acredita-se que os painéis poderiam ser incluídos no financiamento, com seus custos elevados de implantação sendo diluídos ao longo dos anos. Isto poderia abranger milhares de famílias carentes e até mesmo localidades onde não se faz presente à rede de energia [6].

2. ESTADO DA ARTE

De acordo com o panorama apresentado, alguns desses atores são importantes para enfatizar e estruturar o estudo, como parâmetro e alinhar os núcleos na relação dos assuntos. Sendo assim, os três principais tópicos abrangentes são:

- Análise de sistemas GD-FV: análise do cenário no país e no mundo, melhorias, acesso e valor financeiro.
- Regulações vigentes: com as normativas regidas pela ANEEL e MME, aplicação da FV -GD, net- metering/ feed in e tarifa branca.
- Acesso a eletricidade pela população de baixa renda: observar o setor residencial, especificamente, ações que possam beneficiar essa população.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), é responsável pela distribuição do mercado regulado brasileiro, conforme as normativas que regem este ambiente é possível esboçar a grande influência dos órgãos federais, na esfera política.

Por isso que, seguindo a Resolução Normativa nº 482 de 2012, e ampliada com a Resolução Normativa nº 687 de 2015, foi regularizado o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica nacionais, ficando estabelecido o sistema de compensação de energia.

2.1 Análise sistema GD-FV

Visto que, as especificidades do ambiente regulatório abordam esferas transversais, dentre elas o MME (Ministério de Minas e Energia), elencou através do relatório Smart Grid, alguns desafios mediante a GD. Tecnicamente, é possível elencar obstáculos dentre eles principalmente: o custo elevado dos pequenos e dos micros geradores, a garantia das condições de estabilidade no sistema elétrico e funcionamento do sistema de proteção, o planejamento de simulação e expansão desse setor.

O sistema net-metering é um dos modelos que apresenta maior vantagem de implantação, pois depende somente de avaliação da ANEEL, e referendo por meio de audiência pública, possuindo algumas vantagens de implantação com as atuais regras de mercado.

Como planejado pelo governo alemão, o aumento da remuneração para os consumidores que produziam sua própria energia através de sistema solar fotovoltaico e conectavam-se à rede através da geração distribuída e a ausência de limites de potência instalada por telhado, resultou em um “boom” do setor no país [4].

Para o uso desse bem é necessária a aplicação de tarifas que remunerem o serviço de forma adequada, que viabilize a estrutura para manter o serviço com qualidade e que crie incentivos para eficiência (ANEEL, 2016).

2.2 População baixa renda

Tendo em vista, a sustentabilidade e eficiência energética, o consumo residencial do povo brasileiro, ocorre de acordo com os costumes e principalmente a rotina cotidiana, dessa forma as variações de hábitos implicam diretamente nesse consumo.

Preocupa-se principalmente com a questão da carência de moradias no país. Não obstante, vislumbra-se a possibilidade de incluir em seu escopo um programa de geração de energia limpa para as camadas mais carentes da sociedade. Isto poderia criar um programa de habitação popular com diretrizes ambientalmente sustentáveis [3].

Sendo assim [4], mostra que os motivos para esse crescimento da energia solar fotovoltaica na Alemanha, além da queda dos preços dos equipamentos, destacam-se um incentivo governamental chamado FIT, do inglês “feed-in tariff” (tarifa paga sobre o excedente gerado pelos produtores, geralmente acima do valor de marcado do kWh).

Essa política governamental, decisiva para a popularização da tecnologia, permite a comercialização da energia extra gerada pelos produtores residenciais para as distribuidoras, estimulando assim financeiramente a população pelo investimento.

2.3 Regulação

Conforme a GIDUR/VT (2007), de acordo com dados do IBGE o déficit habitacional brasileiro é de cerca de 5,4 milhões de moradias, com forte concentração nas camadas mais pobres da população. Para esta faixa de renda, praticamente a única alternativa é a busca de fontes de recursos não onerosos, como é o caso do OGU – Orçamento Geral da União.

Neste contexto, a CAIXA como grande repassadora desses recursos na área de Desenvolvimento Urbano, apresenta projeto-padrão de unidade habitacional popular.

Sendo assim, a disponibilidade de telhados em municípios brasileiros é um importante aspecto para a inserção da fonte, embora seja claro que a

tendência é que esta disponibilidade esteja em constante crescimento. Por outro lado, tal cálculo é de extrema complexidade, devido aos diferentes tipos de edificação.

Para o caso da inserção de geração fotovoltaica, fatores tais com orientação de telhados e sombreamento devem ainda ser considerados. Domicílios do tipo casa normalmente possuem telhados com duas faces, voltadas para direções exatamente opostas [8].

3. OBJETIVO

Diante ao cenário apresentado, fica evidente, a preocupação com o elo de energia, consumo e residência. Tendo em vista que a tríade social, econômica e ambiental está conectada à vigência de regulamentações, cuja necessita de mais detalhamento. Sendo assim, o presente trabalho tem como objetivo análise do estudo de caso de um modelo de aplicação FV-GD, conforme infraestrutura aplicada em telhados de casas populares, comparações internacionais dessa aplicação.

4. METODOLOGIA

O mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil vem funcionando através da geração distribuída ainda pode ser considerado como iniciante. Como é possível notar da experiência de outros países, o seu desenvolvimento vai acontecer mais rapidamente quando (ou se) forem dados incentivos como, por exemplo, a FIT, ou até mesmo linhas de crédito para a aquisição dos equipamentos, o que já acontece na Alemanha [4].

O presente estudo, aborda as questões regulatórias a fim de entender o processo comparativo de aplicações em outros ambientes e o quanto isso implica na observação da modelagem analisada, como por exemplo o viés econômico para a população de baixa renda e a viabilidade na infraestrutura para o consumidor, ainda que o mesmo possa aproveitar o espaço dos telhados de suas casas.

Em relação ao gráfico 1, mostra as principais barreiras que influenciam na aplicação da GD em nosso país, observa-se que o custo elevado impacta diretamente como uma barreira, além das outras apresentadas [7].

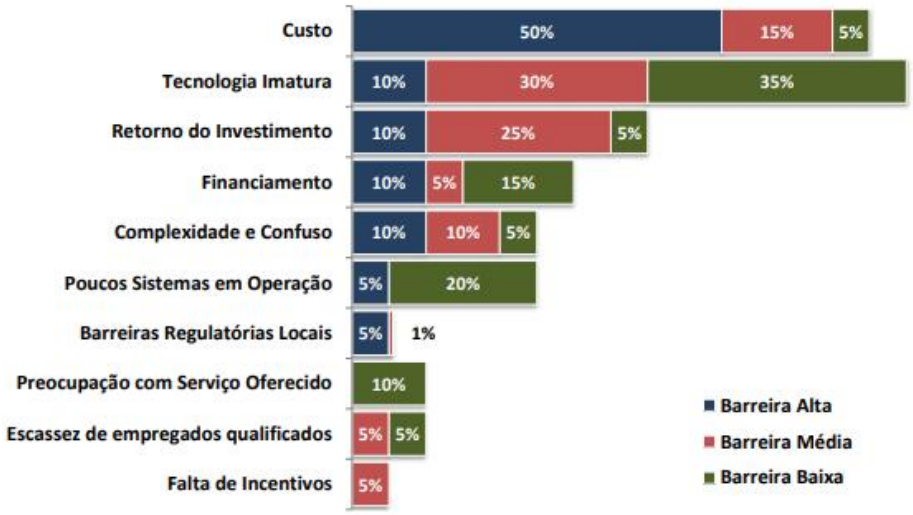


Gráfico 1 – Os 10 principais obstáculos apontados pelos consumidores com relação à introdução da GD no Brasil nivelados por barreira alta, média e baixa

Sendo assim, o sistema (FIT) alemão, portanto, considerado um sucesso e copiado por vários países, passou por várias mudanças legislativas ao longo dos anos. Apesar de parecer que a maior parte das mudanças tem caráter político – e de fato, algumas tem, como o fato de ir aumentando aos poucos até remover o limite de potência instalada em cada residência, demostrando que o governo ainda estava analisando se os incentivos vingariam - algumas mudanças foram ocasionadas devido à evolução tecnológica [4].

Conforme aplicações nos EUA, muitos estados têm elaborado suas próprias regras e ido além das exigências mínimas da legislação federal, permitindo a medição líquida (net metering) para os clientes com sistemas fotovoltaicos. Com esse sistema de compensação pelas empresas de energia, o medidor dos consumidores pode reduzir e receber um bônus por isso, quando a GD fotovoltaica produzir mais energia do que o necessário ao funcionamento das residências [7].

De acordo com o panorama internacional, expõe que a Europa mantém a liderança na geração com fontes renováveis, apresenta a maior participação no mercado (em torno de 80%) na comparação com o total global. Sobre a geração FV, a Alemanha, Espanha e Itália são destaque.

Por isso que, através da comparação com a infraestrutura de aplicação nesses países que o estudo aborda a comercialização em relação ao mercado regulado, como pode-se observar no fluxograma abaixo, a possibilidade de acordo com o algoritmo da modelagem desse estudo.

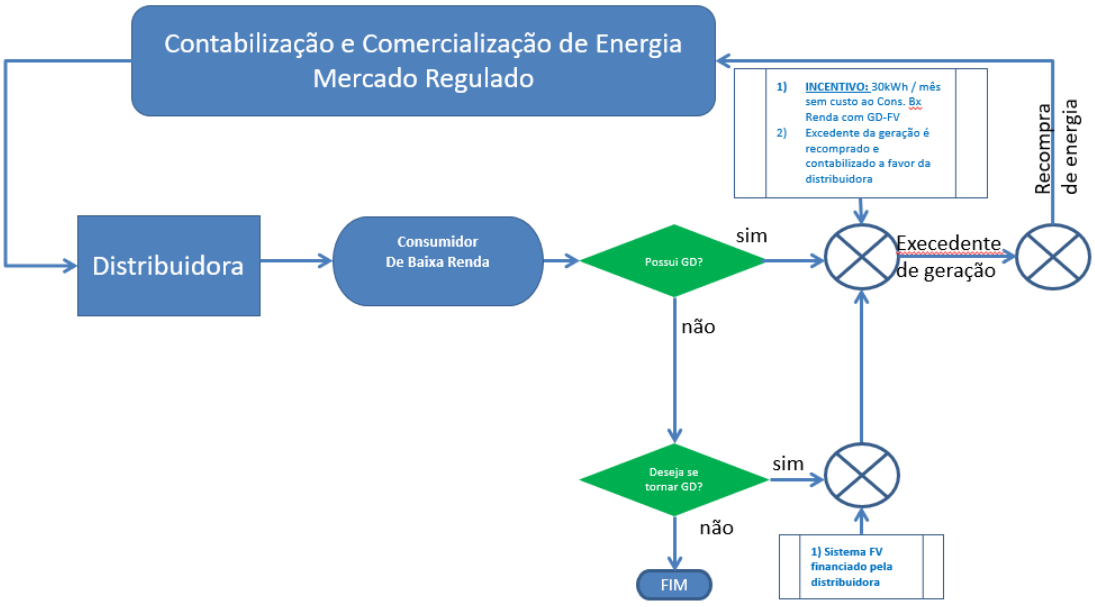


Figura 1 – Modelagem do estudo (CAMILO, H. 2018)

Nesse sentido, a figura 1 mostra que é no arcabouço do mercado regulado que será analisada a vantagem econômica da instalação e operação de módulos FVs distribuídos e conectados à rede primária. Portanto, se por um lado a distribuidora arcará com um custo adicional em virtude da aquisição e operação do sistema de GD, por outro lado a mesma se desonerará da compra de MWh no mercado regulado, de modo que financeiramente esta relação seja vantajosa para a empresa durante a vida útil dos módulos FVs.

Pensando nessa aplicação, mapeando a infraestrutura conforme aspecto financeiro, um levantamento aproximado desses gastos, levando em consideração equipamentos e instalação, na tabela 1 abaixo, mostra exatamente essas possibilidades.

Tabela 1 – Comparativo de preço, sistemas simulados FONTE: autoria própria, baseada nos sites NeoSolar (https://www.neosolar.com.br/loja/) e Minha Casa Solar (https://www.minhacasasolar.com.br/)

Quantidade de Placas	Preço dos equipamentos (R$)	Instalação (R$)	Total (R$)
6	10.048	1.500	11.548
10	14.467	2.500	16.967
18	22.958	4.500	27.458

Conforme a tabela, os dados foram baseados conforme preços disponíveis no mercado, nos sites NeoSolar e Minha Casa Solar, a quantidade estimada de placas pensando justamente em situações abrangentes. Fica claro destacar que o valor de instalação, deu-se cerca de R$250, por placa contando com variação de mercado.

Para o preço dos equipamentos foi feito um levantamento de placas e a utilizada foi Canadian CSI CS6P-265P em relação a benefício e disponibilidade no mercado, e ainda o quadro de proteção conhecido como *stringbox* ABB 02 Strings 1000V, custo em média R$1.700, ainda levando em conta o preço dos inversores no preço dos equipamentos.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesse estudo, conforme análise em determinada região de São Paulo, considerando a concessionária que atende a região, além da proposta (i) aquisição do sistema FV pela distribuidora (ii) repasse de módulos aos consumidores de baixa renda (iii) contabilização energética. Como podemos observar os dados coletados, tal análise anual de acordo com a potência gerada em relação a potência consumida e o saldo a ser recomprado pela distribuidora.

Tabela 2 Estudo anual de potência FONTE: (CAMILO, H. 2018)

P (KWp)	$P_{gerada\ /\ ano\ (*)}$	$P_{consumida}$	"Saldo a ser recomprado pela distribuidora" (A-B)
1,50	1.650 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	1.290 kWh/ano
2	2.200 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	1.840 kWh/ano
3	3.300 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	2.940 kWh/ano
4	4.400 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	4.040 kWh/ano
5	5.501 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	5.141 kWh/ano
8	8.801 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	8.441 kWh/ano
10	11.001 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	10.641 kWh/ano
100	110.012 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	109.652 kWh/ano
500	550.059 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	549.699 kWh/ano
1.000	1.100.118 kWh/ano	12 x 30kWh = 360 kWh/ano	1.099.758 kWh/ano

Portanto, observa-se a partir da tabela 2 que a demanda mínima de 30kWh/mês seria atendida para todas as faixas de geração disponíveis no mercado. Desataca-se ainda que a distribuidora teria a possibilidade de recompra de energia gerada de forma distribuída para ser contabilizada pela CCEE no seu balanço energético. Os dados apresentados representam apenas o período de um ano [2].

Em outras palavras, ao observar o estudo, o cenário apresentado, entende-se a tríade relacionada entre (a) energia, (b) consumo e (c) residência, como mostra na figura 2, já que no setor energético levando em consideração as barreiras e normativas regulatórias, para linhas de crédito e o valor altamente a ser aplicado, em relação a população de baixa renda. Bem como, os padrões de consumo retratam o aumento da população, ou seja, aumento do consumo, tendo em vista um padrão dentre as casas populares de 42m², pôr fim a estrutura mapeada, de acordo a possibilidade de gerar energia de forma distribuída.

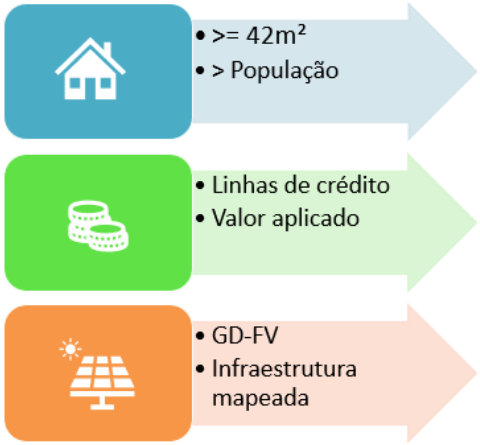


Figura 2 – Relação de energia, consumo e residência FONTE: Autoria própria

6. CONCLUSÃO

Embora, os dados publicados e relacionados, são de representatividade, é indispensável, sob o mesmo ponto de vista, sustentá-lo com estudos sobre a sustentabilidade da energia e eficiência energética, conforme as proposições exploradas nas normativas e atores trabalhados, além da análise do estudo em questão.

Já, o contexto geral, aborda e explora o quanto o estudo está atrelado a interrelação existente, tal qual a energia gerada, fornecida, além da viabilidade conforme infraestrutura de aplicação no telhado das casas torna-se um investimento viável, logo que, melhorias nas normativas para acesso ao consumidor, ainda que para que essas medidas possam realmente ser viabilizadas é necessário que subsídios conforme mudanças regulatórias para que a população de baixa renda tenha acesso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CAMILO, Henrique Fernandes; UDAETA, Miguel Edgar Morales; GIMENES, André Luis Veiga; GRIMONI, Jose Aquiles Baesso. Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer

side applied to a case study of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71 (2017) 712-719

[2] CAMILO, Henrique. Estudo da Modelagem para Interação da Distribuidora e do Consumidor de Baixa Renda através da Geração Distribuída Fotovoltaica. São Paulo – 2018.

[3] CRUZ, Talita Borges. Análise do potencial de inserção de energia solar térmica para aquecimento de água em residências unifamiliares no Brasil/ Talita Borges Cruz – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

[4] FREIRE, Francisco Nivaldo Aguiar. Estudo teórico da legislação para geração distribuída da tecnologia fotovoltaica na Alemanha e no Brasil. 2016.

[5] GIDUR/VT. Cadernos CAIXA. Projeto padrão – casas populares | 42m². Vitória – ES -janeiro 2007.

[6] MANSUR, Bruno Gomes. Metodologia para estimar o impacto do potencial de geração fotovoltaica nos projetos Minha Casa Minha Vida na operação do sistema elétrico brasileiro / Bruno Gomes Mansur; orientador: Rodrigo Flora Calili. – 2018.

[7] MARTINS, Vanderlei Affonso. Análise Do Potencial De Políticas Públicas Na Viabilidade De Geração Distribuída No Brasil. Diss. Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2015.

[8] MIRANDA, Raul Figueiredo Carvalho. Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro, Brazil, 2013.

[9] Relatório Smart Grid. Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes Ministério de Minas e Energia. Março – 2021.

[10] Resenha Energética Brasileira. Oferta e Demanda de Energia, Instalações Elétricas e Energias no Mundo. Ministério de Minas e Energia, 32 páginas, 2019.

ANÁLISE DA DEMANDA RESIDENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DA BAHIA (2004 A 2021)

Luis Oscar Silva Martins[1]; Marcelo Santana Silva[2]; Fábio Matos Fernandes[3]; Ednildo Andrade Torres[4]; Lucas da Silva Almeida[5]

[1]Universidade Federal do Recôncavo da Bahia; [2]Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia - IFBA[2], [3]Universidade Estadual da Bahia, [4]Universidade Federal da Bahia, [5]Centro Universitário Maria Milza

RESUMO

O objetivo principal desta pesquisa foi estimar os parâmetros de elasticidade-preço e elasticidade-renda da demanda residencial de energia elétrica no Estado da Bahia. Para isso, foram utilizados dados mensais do período de 2004 a 2021. O consumo foi analisado em função do preço da eletricidade residencial, da renda *Per capita*, do número de residências atendidas, do nível de pluviosidade, da temperatura média e do índice que mede a variação dos preços relacionados aos artigos residenciais. Em relação as variáveis climáticas, cabe destacar, que apesar de serem importantes para o estudo do setor elétrico, especialmente a pluviosidade, dada a dependência do Brasil em relação à fonte hídrica, raramente são utilizados. Após a constatação de que parte das séries eram não-estacionárias, optou-se por utilizar o método de Cointegração e Mecanismo de Correção de Erros (MCE). Os resultados foram condizentes com as hipóteses estabelecidas, mostrando-se inelásticos tanto no curto como no longo prazo. Os parâmetros calculados podem servir como mais uma fonte de informação, tanto para os agentes responsáveis pela condução do planejamento energético no Estado da Bahia, bem como, para eventuais investidores do setor privado.

Palavras-chave: Energia elétrica; Demanda elétrica do setor residencial; Bahia; Cointegração.

ABSTRACT

The main objective of this research is to estimate the price and income parameters of the residential electric power demand of Bahia state, Brazil. For this, monthly data from 2004 to 2021 were used. The consumption was analyzed in terms of the electricity price, income, number of residentials, rainfall, average temperature, and residential index price. Regarding climatic variables, despite being important for the study of the electricity sector, especially rainfall, given Brazil's dependence on water sources, they are rarely used. After verifying that part of the series was non-stationary, it was decided to use the method of Cointegration and Error Correction Mechanism (ECM). The results were consistent with the established hypotheses, proving to be inelastic both in the short and long run. The parameters calculated can serve as another source of information, both for the agents responsible for conducting energy planning in the State of Bahia, as well as for eventual investors in the private sector.

Keywords: Electricity; Electric demand in the residential sector; Bahia; Cointegration.

1. INTRODUÇÃO

A demanda residencial de energia elétrica é dada em função da demanda por serviços diversificados, como por exemplo aquecimento de água, cocção e armazenamento de alimentos, resfriamento de ambientes e entretenimento. Essas necessidades são satisfeitas através do uso de aparelhos elétricos.

No Brasil, a principal fonte de eletricidade é a hídrica, responsável por 65,2% da oferta interna de eletricidade (EPE, 2021). O setor residencial, participa com 27,6% do consumo, se configurando como o segundo maior consumidor setorial, atrás apenas do ramo industrial, que tem participação de 36,6% (EPE, 2021).

Em particular, no Estado da Bahia, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022), a principal fonte de oferta de eletricidade é a eólica, que responde por 40,5% da matriz no Estado. A Bahia conta com 747 empreendimentos em operação, com aproximadamente, 14.705 MW de potência fiscalizada. Desses, 5.961 MW, correspondem a empreendimentos que utilizam a força dos ventos para geração de eletricidade.

Estudos da estimativa dos parâmetros de elasticidade para o setor elétrico já foram tratados pela literatura, inclusive a brasileira, que pesquisa sobre a temática desde a década de 1980. Modiano (1984), estimou as demandas para o Brasil, para as três principais classes de consumo: industrial, residencial e comercial. Para o setor residencial, a pesquisa concluiu que a elasticidade-preço de curto prazo foi de -0,118 e a de longo prazo de -0,403. Para a elasticidade-renda, os parâmetros foram 0,332 (curto prazo) e 1,13 (longo prazo).

Outro estudo tradicional da literatura brasileira, que pesquisou, especificamente, o setor residencial foi o de Andrade e Lobão (1997). Utilizando dados anuais do período de 1963 a 1995, os autores concluíram que as elasticidade-preço de curto de longo prazo foram -0,06 e -0,051, enquanto que os parâmetros para a renda foram 0,212 e 0,213.

Além dos trabalhos supracitados, a Tabela 1, ilustra mais sete pesquisas que investigaram o consumo residencial de eletricidade no país. A tabela destaca ainda o período analisado, o nível de agregação dos dados e a modelagem econométrica utilizada.

Tabela 1 – Principais estudos empíricos brasileiros sobre elasticidade-preço e renda da demanda residencial de energia elétrica

Autores	Período	Agregação	Métodos	Curto Prazo		Longo Prazo	
				Preço	Renda	Preço	Renda
(SCHMIDT; LIMA M, 2004)	1969-1999	País (anual)	VAR/VEC	-	-	-0,09	0,54
(IRFFI et al., 2009)	1970-2003	Região Nordeste (anual)	DOLS	-0,21	0,01	0,69	0,68

(VILLAREAL; MOREIRA, 2016)	1985-2013	País (anual)	OLS	-	-	0,23	0,19
(DANTAS; COSTA; DA SILVA, 2016)	2000-2015	Regiões (anual)	GMM	-0,152 a -0,275	0,042 a 0,368	-	-
(SILVA; SOARES; PINHO, 2018)	1991-2014	Estados (anual)	GMM	-	-	-0,175	1,46
(UHR; CHAGAS; UHR, 2019)	2004-2014	Estados (Anual)	GMM	0.13-0.18	0.08-0.12	0.62-1.47	0.32-1.09
(MARTINS et al., 2021)	2004-2019	País/Região (mensal)	GMM	-0,103 a -0,642	0,191 a 1,001	-0,391 a -1,043	0,288 a 1,627

Fonte: Adaptado de Martins et al. (2021).

Um ponto importante a se comentar é que praticamente não existem trabalhos na literatura direcionados a análises regionais individuais a nível de Unidades Federativas. Desse modo, o presente trabalho busca atenuar esta lacuna. Além disso, pretende responder em que medida, alterações no preço da eletricidade e na renda dos consumidores podem influenciar o consumo de eletricidade no Estado da Bahia.

2. METODOLOGIA E DADOS

2.1 O Modelo Econométrico

O modelo buscou estimar a elasticidade-preço, a elasticidade-renda e demais fatores determinantes da demanda residencial de eletricidade no Estado da Bahia, no período de 2004 a 2021. A variável dependente foi o consumo de eletricidade residencial medido em MWh. Foram incluídas seis variáveis independentes: o preço da eletricidade (dado em R$ por MWh), a renda média *per capita* (em R$), o índice pluviométrico médio (dado em mm), a temperatura média (ºC), a quantidade de residências atendidas em cada período e o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), relacionado a artigos residenciais. Além dos regressores mencionados, o modelo foi controlado pela tendência temporal anual, ou seja, foram estabelecidas 18 variáveis *dummy* de controle temporal, uma para cada ano da série histórica analisada.

Combinando os fatores explicativos, a demanda por energia elétrica no Estado da Bahia pode ser modelada em função do preço, da renda, do nível de

pluviosidade, temperatura média, residências ocupadas e artigos residenciais. Dessa maneira, a estratégia econométrica utilizada para estimar a demanda de energia elétrica do setor residencial no Estado da Bahia, seguiu o modelo do tipo *ln-ln*, conforme Equação 1:

$$lnc_t = \alpha + \beta_1 lnp_t + \beta_2 lnr_t + \beta_3 lnpluv_t + \beta_4 lntemp_t + \beta_5 lnres_t + \beta_5 lnipca_t + \varepsilon_t \quad (1)$$

Onde *t* representam os períodos (meses, de janeiro de 2004 a dezembro de 2021), lnc_t é o logaritmo do consumo residencial de eletricidade, α é o intercepto da função demanda, lnp_t é o logaritmo neperiano do preço, lnr_t representa a renda e $lnpluv_t$, $lntemp_t$, $lnres_t$ e $lnipca_t$ são as representações do nível de pluviosidade, temperatura média, residências atendidas e IPCA de artigos residenciais no Estado em cada período de tempo. ε_t, representa a perturbação aleatória do modelo.

2.2 Dados

As variáveis do modelo, juntamente com suas definições e origens, além dos resultados dos testes de raiz unitária estão representadas na Tabela 2. Os dados são mensais e compreendem o período de janeiro de 2004 a dezembro de 2021, totalizando 216 observações. Os testes utilizados para verificar a presença de raiz unitária foram o Teste de Dickey-Fuller Aumentado (ADF) e o teste de Phillips-Perron (PP).

Tabela 2 – Identificação das variáveis, origens dos dados e valores de *p* dos testes de raiz unitária

Variáveis	Definição	Fontes	Teste raiz unitária	
			ADF	PP
ln c	Consumo de eletricidade – dado em MWh	(ANEEL, 2022)	0,464	0,571
ln p	Preço da eletricidade – dado em R$/MWh	(ANEEL, 2022)	0,715	0,978

ln r	Renda Per capita mensal – dada em R$	Pesquisa Nacional por Amostragem de Domicílios Contínua (PAND contínua) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2021)	0,567	0,837
ln pluv	Nível de pluviosidade – dado em milímetros (mm)	Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2021)	0,000	0,000
ln temp	Temperatura Média – dada em °C	Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2021)	0,000	0,000
ln res	Número de residências atendidas	(ANEEL, 2022)	0,215	0,186
ln ipca	IPCA relacionado a artigos residenciais	(IBGE, 2022)	0,000	0,000

Fonte: ANEEL (2022), IBGE (2021, 2022), INMET (2021). A hipótese nula para estes testes são de que existe uma raiz unitária. Todos os valores de *p* dos testes ADF e PP para as primeiras diferenças, são menores que 0,05, indicando que estas (primeiras diferenças), não possuem raiz unitária. Os valores do preço e da renda estão constantes a dezembro de 2020.

O número de defasagens das regressões para o teste ADF foi determinado pelo critério de Akaike (AIC)[1]. Os valores de *p* para todas as variáveis, exceto pluviosidade, temperatura e ipca foram superiores a 0,05, de acordo com os testes ADF e PP, indicando que as séries temporais (com exceção de *pluv*, *temp* e *ipca*) são suspeitas de possuírem raízes unitárias. No entanto, realizando os mesmos testes com as séries em diferença, nenhuma delas apresentou indícios de propriedade de raiz unitária. Além disso foi testado se os resíduos das regressões em diferença são cointegrados. A estatística do teste foi de -12,515, fora da área de região de rejeição da hipótese nula, podendo considerar que as variáveis em diferença são estacionárias e cointegradas.

A Figura 1 mostra as séries temporais plotadas de 2004 a 2021. As plotagens que estão no nível superior (*ln c*, *ln p* e *ln r*) possuem padrões semelhantes entre si. A Figura 1 revela também que estas séries sofreram tendências lineares ao longo do período analisado. O coeficiente de correlação entre elas foi acima de 75% (consumo e preço) e acima de 96% (consumo e renda).

[1] O critério de informação AIC é uma métrica que mensura a qualidade de um modelo estatístico visando também a sua simplicidade. Fornece, portanto, uma métrica para comparação e seleção de modelos, em que menores valores de AIC representam uma maior qualidade e simplicidade do modelo.

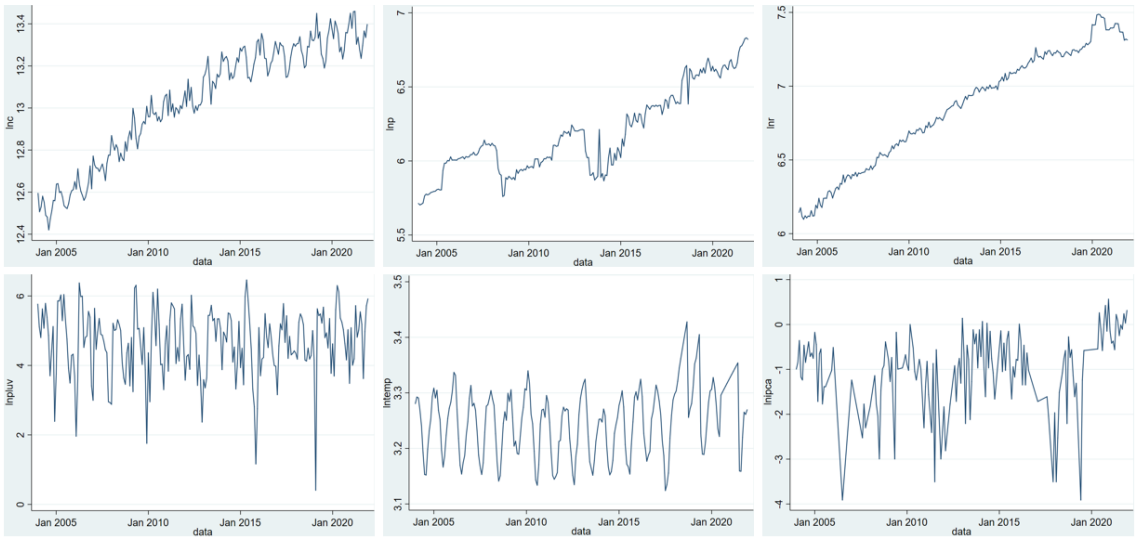


Figura 1 – Séries temporais em *ln* de 2004 a 2021.

Dessa forma, após a realização dos testes e verificada a viabilidade do estimador, a demanda residencial de energia elétrica no Estado da Bahia foi estimada utilizando o método de Cointegração e Mecanismo de Correção de Erros (MCE). A principal vantagem do MCE é que ele permite trabalhar com as variáveis em nível, não perdendo a relação de longo prazo entre elas, permitindo a correção de possíveis desequilíbrios de curto prazo entre as variáveis utilizadas (WOOLDRIDGE, 2012). O MCE utilizado na estimação está representado conforme Equação 2:

$$\Delta lnc_t = \alpha + \beta_1 \Delta lnp_t + \beta_2 \Delta lnr_t + \beta_3 \Delta lnpluv_t + \beta_4 \Delta lntemp_t + \beta_5 \Delta lnres_t + \beta_5 \Delta lnipca_t + \delta \varepsilon_{t-1} + \lambda_t \quad (2)$$

Onde:

Δ indica a primeira diferença da regressão, α é o intercepto e $\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4$ *e* β_5, são os parâmetros de elasticidade de curto prazo, $\delta \varepsilon_{t-1}$ é o resíduo estimado da equação cointegradas e λ_t é o termo de erro com as pressuposições usuais.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O modelo representado pela Equação 1 (modelo de longo prazo), foi estimado e os resultados encontrados evidenciaram multicolinearidade, especialmente relacionada às variáveis *ln r* e *ln res*. Desse modo, foram estimados quatro modelos: o primeiro irrestrito (com todas as variáveis), um segundo modelo sem a renda, um terceiro modelo sem o número de residências e um quarto modelo sem ambas as variáveis. Os resultados estão expostos na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados estimados para os modelos de longo prazo

Variáveis	Modelo Irrestrito	*ln r* excluída	*ln res* excluída	*ln r* e *ln res* excluídas
ln p	-0,108***	-0,082	-0,074	-0,064
ln r	0,306**		-0,167	
ln pluv	0,007**	0,007*	0,004	-0,005
ln temp	0,662***	0,689***	0,604***	0,630***
ln res	0,955***	0,696***		
ln ipca	0,004	0,003	-0,003	-0,002
constante	-1,386	0,357	12,004***	10,826***
R^2	0,976	0,971	0,971	0,971
Teste F	230,93	215,62	230,75	221,06

Fonte: Dados da pesquisa. (***) Significante a 1%, (**) Significante a 5% e (*) Significante a 10%.

Mesmo apresentando multicolinearidade, o modelo irrestrito apresentou as maiores estatísticas ajustadas de R^2 e teste F. Além disso, foram as estimativas que apresentaram valores mínimos de AIC, o que implica em melhor adequação do modelo ao comportamento dos dados. Assim, o modelo estimado de longo prazo para a demanda de eletricidade no Estado da Bahia, pode ser escrito da seguinte forma, conforme Equação 3:

$$lnc_t = -1{,}386 - 0{,}108lnp_t + 0{,}306lnr_t + 0{,}007lnpluv_t + 0{,}662lntemp_t + 0{,}955lnres_t + 0{,}004lnipca_t + \varepsilon_t \quad (3)$$

A estatística *t* do teste ADF para o resíduo da estimativa foi de -12,442. O valor crítico para o teste de cointegração é dado em função do número de

variáveis integradas e do número de observações (MADDALA et al., 1997). O valor crítico calculado, conforme teste de cointegração de *Engle-Granger*, com seis variáveis integradas e 125 observações foi de -6,996. Assim, a hipótese de que não existe relação de cointegração foi rejeitada, indicando que a equação 3 é uma relação de cointegração entre o consumo baiano de eletricidade e os regressores utilizados.

Os coeficientes de preço e renda de longo prazo estimados sugerem que quando o preço da eletricidade varia positivamente em 1%, o consumo residencial de eletricidade na Bahia diminui em 0,108%. Em relação à renda, quando esta aumenta em 1%, o consumo elétrico segue na mesma direção em 0,306%.

A tendência de crescimento do consumo de eletricidade no Estado também foi significativa. A média anual de crescimento do consumo foi de 18,8% entre 2004 e 2021. A Figura 2 ilustra a variação positiva do consumo da série (linha vermelha sólida), destacando a tendência linear de crescimento (linha pontilhada azul).

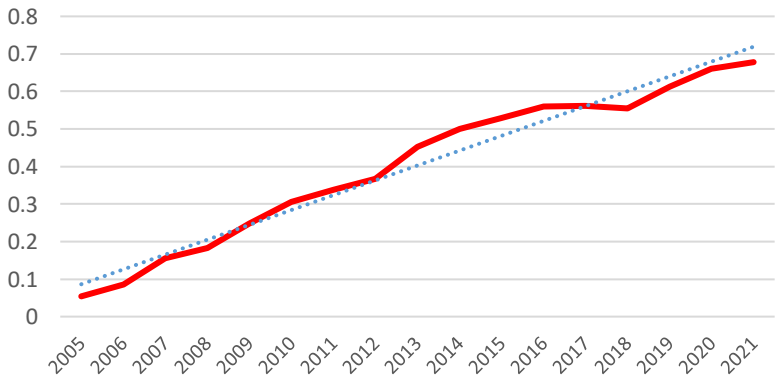


Figura 2 – Tendência de crescimento do consumo de eletricidade residencial no Estado da Bahia (2004 a 2021).

De acordo com o que foi evidenciado na seção metodológica, as séries, possivelmente, são cointegradas. Sendo assim, foi estimado o MCE. Os resultados obtidos estão expostos na Tabela 4.

Tabela 4 – Estimação do MCE da demanda residencial de energia elétrica do Estado da Bahia (2004 a 2021)

Variável	Regressor	Desvio-padrão	Estatística *t*
Δln p	-0,045**	0,076	0,59
Δln r	0,324**	0,212	-1,52
Δln pluv	0,107**	0,004	3,61
Δln temp	0,599***	0,144	4,14
Δln res	2,694***	0,995	2,71
Δln ipca	-0,005	0,006	-0,84
$\delta\varepsilon_{t-1}$	-0,270***	0,111	-2,42
Constante	0,070**	0,034	2,06

Fonte: Dados da pesquisa. (***) Significante a 1%, (**) Significante a 5% e (*) Significante a 10%.

O MCE representa a relação de curto prazo entre a variável dependente (consumo de eletricidade – *ln c*) e as variáveis explicativas utilizadas. Os valores estimados permitem descrever a relação de curto prazo entre os parâmetros conforme Equação 4:

$$\Delta lnc_t = 0{,}07 - 0{,}045\Delta lnp_t + 0{,}324\Delta lnr_t + 0{,}107\Delta lnpluv_t + 0{,}599\Delta lntemp_t + 2{,}694\Delta lnres_t - 0{,}005\Delta lnipca_t - 0{,}27\varepsilon_{t-1} + \lambda_t \quad (4)$$

A elasticidade-preço de curto prazo estimada foi de -0,045, ou seja, se no curto prazo, o preço da eletricidade variar em 1%, o consumo se deslocaria, na direção oposta em 0,045%. Em relação a renda, caso esta aumente em 1%, o consumo de eletricidade aumentaria em 0,324%. Os valores encontrados, tanto no longo prazo (Tabela 3 e Eq. 3), como no curto prazo (Tabela 4 e Eq. 4), possuem sinais esperados e são condizentes com a teoria econômica.

O coeficiente de ajustamento estimado foi significativo a 1%. Este parâmetro evidencia a proporção de desequilíbrio de curto prazo da demanda residencial de eletricidade do Estado da Bahia que é corrigida, a partir do período seguinte. No caso específico do presente estudo, o valor estimado de 0,27 indica que 27% da diferença entre o valor efetivo e o valor de longo prazo (valor de equilíbrio) é corrigida a cada ano. Assim, de acordo com a análise, o setor residencial, na Bahia, levaria aproximadamente, quatro anos para ajustar a

quantidade demandada de eletricidade a eventuais choques nos preços e ou na renda.

O teste de *Shapiro-Wilk*, para normalidade dos resíduos, mostrou a 5% de significância que os resíduos se comportam de forma normal. O valor da estatística do teste foi de 0,944. A estatística do teste de *Portmanteau* para verificar se os resíduos são *white noise* (ruído branco)[2], foi de 0,307, indicando que a perturbação aleatória é um resíduo branco, ou seja, o modelo não apresenta viés de correlação serial.

4. CONCLUSÕES

Esta pesquisa procurou contribuir na construção de mais uma fonte de informação para análise e tomada de decisão no setor elétrico residencial do Estado da Bahia. Os resultados encontrados permitem que gestores públicos, responsáveis pelo planejamento energético no Estado, bem como distribuidoras e fornecedores de energia elétrica em geral, além de possíveis investidores do setor privado, possam planejar melhor a expansão de suas políticas e negócios, frente ao aumento da demanda por eletricidade residencial.

Os resultados encontrados mostram que a demanda de energia elétrica na Bahia é inelástica ao preço e a renda, tanto no curto, como no longo prazo. Em ambos os cenários, os resultados também se mostraram significativos a pelo menos 5%. O valor do parâmetro no curto prazo foi de -0,045, enquanto que no longo prazo, este foi de -0,108. Os valores ilustram que políticas aumento de preços, como a política pública das bandeiras tarifárias, e a aplicação de multas, não seriam as ferramentas ideais para conter ou inibir o consumo de eletricidade no Estado.

Em relação à renda, os valores também foram inelásticos, mas ligeiramente maiores que os parâmetros do preço (em módulo): 0,306 (longo prazo) e 0,324 (curto prazo). Em ambos os períodos, os valores foram

[2] Trata-se da verificação de presença de correlação serial. A hipótese nula do teste é que existe correlação serial. Assim se o valor de p for maior que 0,05, rejeita-se a hipótese nula do teste.

relativamente próximos (e significativos a 5%), mostrando que a renda é uma variável que afeta o consumo de eletricidade no setor residencial baiano de forma mais efetiva.

A variáveis climáticas, especialmente a temperatura média, se mostraram também importantes no processo de análise da demanda elétrica residencial no Estado. A temperatura foi significativa a 1% e apresentou valores de 0,662 e 0,599, para o curto e longo prazo, respectivamente. Por ser uma região de clima quente, com médias anuais de temperatura em torno de 26ºC, é provável que a utilização de aparelhos de ar condicionado seja intensa, contribuindo para maior influência no consumo.

O índice pluviométrico, mostrou-se significativo a pelos menos 5%, mas com influência maior no curto prazo (0,107). Provavelmente, a influência do índice pluviométrico no consumo residencial baiano é limitada, devido a maior participação da energia eólica em sua matriz elétrica.

Por fim, os resultados mostraram ainda, que eventuais choques externos, tanto no preço da eletricidade, como na renda, podem levar, aproximadamente, quatro anos para serem completamente dissipados. Este prazo longo evidencia uma medida de rigidez na estrutura residencial do setor elétrico do Estado, comum também a outras regiões do país, uma vez que, a eletricidade se caracteriza como um bem inelástico e sem substitutos próximos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, T. A.; LOBÃO, W. J. A. Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. 1997.

ANEEL. Microsoft Power BI - Informações de Geração. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 22 abr. 2022.

DANTAS, F. D. C.; COSTA, E. M.; DA SILVA, J. L. M. Elasticidade Preço E Renda Da Demanda Por Energia Elétrica Nas Regiões Brasileiras: Uma Abordagem Através De Painel Dinâmico. Revista de Economia, v. 43, n. 3, 2016.

EPE. Balanço Energético Nacional - BEN 2021. Empresa de Pesquisa Energética, v. 1, n. 1, p. 268, 2021.

IBGE. Divulgação trimestral | IBGE. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9173-pesquisa-nacional-por-amostra-de-domicilios-continua-trimestral.html?t=destaques>. Acesso em: 24 dez. 2021.

IBGE. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo | IBGE. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=destaques>. Acesso em: 9 maio. 2022.

INMET. INMET - Instituto Nacional de Meteorologia: Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/>. Acesso em: 2 jun. 2020.

IRFFI, G. et al. Previsão da demanda por energia elétrica para classes de consumo na região Nordeste, usando OLS dinâmico e mudança de regime. Economia Aplicada, v. 13, n. 1, p. 69–98, jan. 2009.

MADDALA, G. S. et al. Estimation of short-run and long-run elasticities of energy demand from panel data using shrinkage estimators. Journal of Business and Economic Statistics, v. 15, n. 1, p. 90–100, 1997.

MARTINS, L. O. S. et al. Price and income elasticities of residential electricity demand in Brazil and policy implications. Utilities Policy, v. 71, p. 101250, 1 ago. 2021.

MODIANO, E. M. Elasticidade renda e precos da demanda de energia eletrica no Brasil. Rio de Janeiro: PUC/RJ, v. Texto para, p. 25, 1984.

SCHMIDT, C. A. J.; LIMA M, M. A. A Demanda por Energia El ´. Revista Brasileira de Economia. [online], v. 58, n. 1, p. 67–98, 2004.

SILVA, S.; SOARES, I.; PINHO, C. Electricity residential demand elasticities: Urban versus rural areas in Portugal. Energy, v. 144, p. 627–632, 1 fev. 2018.

UHR, D. DE A. P.; CHAGAS, A. L. S.; UHR, J. G. Z. Estimation of elasticities for electricity demand in Brazilian households and policy implications. Energy Policy, v. 129, n. February, p. 69–79, 2019.

VILLAREAL, M. J. C.; MOREIRA, J. M. L. Household consumption of electricity in Brazil between 1985 and 2013. Energy Policy, v. 96, p. 251–259, 1 set. 2016.

WOOLDRIDGE, J. M. Introdução à Econometria. 4. ed. São Paulo: Cencage, 2012.

ANÁLISE DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Francine Ferreira da Silva[1]; Gustavo Nikolaus Pinto de Moura[1]

[1]*Universidade Federal de Ouro Preto*

RESUMO

Vinte anos após a crise elétrica de 2001, o Brasil encontra-se novamente em um cenário de crise no abastecimento de energia. Mesmo que uma conjunção de fatores tenha acarretado este evento, destacam-se a ineficácia do planejamento energético nacional e a baixa diversificação da matriz elétrica, majoritariamente representada pela fonte hidráulica. Neste cenário, as fontes alternativas de energia têm ganhado força, como é o caso da fotovoltaica. O objetivo deste trabalho é apresentar e analisar o panorama atual e a possível expansão do setor de geração de energia fotovoltaica centralizada no Brasil. Ainda que este tipo de fonte possua uma modesta participação na matriz elétrica nacional, não alcançando 2%, a mesma apresentou um crescimento substancial, avançando de 0,1 MW de potência instalada em 2010, para 3.300 MW em 2020. O mercado de energia no Brasil possui grande horizonte de crescimento, apesar de existirem apenas 7 empresas produtoras de módulos no país. Os valores de painéis apresentaram queda na última década, passaram de US$ 3,50/W, para US$0,50/W, acarretando o declínio do preço do conjunto de geração, de US$4.731/kW, para US$883/kW. A energia fotovoltaica tem liderado os cadastros para leilões de energia nova, situação em que também ocorreram reduções de preços, o valor médio, que em 2015 era de R$ 300,00/MWh, em 2019, não ultrapassou R$ 90,00/MWh. Este estudo mostra o potencial de geração de eletricidade a partir da incidência solar sobre o território brasileiro, estima-se que até 2050, a capacidade instalada em geração centralizada seja de 90 GW, montante que ainda pode ser acrescido considerando-se o avanço das novas tecnologias e aplicações de sistemas fotovoltaicos de forma conjugada a outros sistemas. Deste modo, o setor fotovoltaico apresentou um

grande desenvolvimento no Brasil e as perspectivas futuras são favoráveis à expansão para essa fonte que pode desempenhar um papel importante na diversificação da matriz elétrica nacional.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Matriz Energética; Crise no Fornecimento de Energia.

ABSTRACT

Twenty years after the 2001 electricity crisis, Brazil finds itself once again in a scenario of energy supply crisis. Even though a number of factors have caused this event, the most important are the inefficiency of the national energy planning and the low diversification of the electric matrix, mostly represented by the hydraulic source. In this scenario, alternative energy sources have been gaining strength, as is the case of photovoltaics. The objective of this work is to present and analyze the current panorama and the possible expansion of the centralized photovoltaic energy generation sector in Brazil. Even though this type of source has a modest participation in the national electric matrix, not reaching 2%, it has shown a substantial growth, advancing from 0.1 MW of installed capacity in 2010, to 3,300 MW in 2020. The energy market in Brazil has a great growth horizon, despite the fact that there are only 7 companies producing modules in the country. Panel prices have fallen in the last decade, from US$3.50/W, to US$0.50/W, causing the price of the generation set to decline, from US$4,731/kW, to US$883/kW. Photovoltaic energy has led the registrations for new energy auctions, a situation in which price reductions have also occurred, the average value, which in 2015 was R$300.00/MWh, in 2019, did not exceed R$90.00/MWh. This study shows the potential for electricity generation from solar incidence on the Brazilian territory, it is estimated that by 2050, the installed capacity in centralized generation will be 90 GW, an amount that can still be increased considering the advancement of new technologies and applications of photovoltaic systems in conjunction with other systems. Thus, the photovoltaic sector has shown great development in Brazil and the future prospects are

favorable for the expansion of this source that can play an important role in the diversification of the national electricity matrix.

Keywords: Photovoltaics; Energy matrix; power supply crisis.

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica nacional possui alicerce na fonte hidráulica, contando com 65% de participação, apesar das diversas vantagens deste tipo de fonte, ela está condicionada a características climáticas. Embora os fatores ambientais também sejam critérios determinantes em outros tipos de fontes, como a solar, ela possui maior flexibilidade de localização, podendo ser implantada em locais estratégicos e de maneira a complementar vazios existentes no sistema de abastecimento.

Em 2021, o Governo Federal publicou a portaria nº 538, que estabelece as diretrizes para um programa chamado Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD), destinado aos grandes consumidores, com objetivo de diminuir o consumo em determinados períodos para evitar riscos de falta de energia, principalmente no horário de pico. Esta ação remeteu ao chamado período “apagão”, ocorrido entre 2001 e 2002, época em que o país passava por uma grande crise no setor elétrico, causada pelo planejamento energético ineficaz e o baixo índice pluviométrico. A principal medida adotada naquele momento foi o racionamento de energia.

Além da hidrologia desfavorável da última década, outros aspectos evidenciam a urgência da diversificação da matriz elétrica do país, como, por exemplo, o crescimento da demanda, seja por crescimento econômico ou pelo desenvolvimento de novas tecnologias como os veículos elétricos e os *smart grids*, que devem aumentar a demanda por maior eletrificação da matriz energética.

2. O POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO

O Brasil é um país privilegiado no que tange as taxas de recepção de irradiação solar, uma vez que diversas localidades do território nacional se

comparam às melhores regiões no mundo nesse aspecto. Outro fator relevante é que o país possui grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem ser empregadas para a produção de silício com alto grau de pureza, células fotovoltaicas e módulos solares. Tais características naturais colocam o Brasil em posição de vantagem competitiva neste mercado.

A irradiação global apresenta uma boa distribuição pelas regiões do país, no entanto, a faixa que se estende da Região Sul até meados do litoral da Bahia evidencia as taxas de irradiação mais baixas do território nacional, cerca de 4,25 kWh/m²/dia. Os maiores índices de irradiação solar, em média 6,5 kWh/m²/dia, ocorrem onde há maior estabilidade climática e que, assim atribuem menores quadros de nebulosidade e maiores de irradiação, tais condições podem ser verificadas na região compreendida entre Minas Gerais e a parte central do território baiano.

Um estudo realizado pela EPE em 2018, fez uma estimativa do potencial técnico de aproveitamento fotovoltaico de grande porte, em que foram mapeadas áreas com viabilidade para implantação, porém, desconsiderando-se áreas com vegetações nativas, territórios sob proteção e áreas urbanas. Foi avaliada a possibilidade de instalação de 307 GWp em centrais fotovoltaicas, com geração aproximada de 506 TWh/ano.

3. CENÁRIO ATUAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO PAÍS

As centrais geradoras de maior escala têm sido implantadas nas regiões Nordeste, Centro-oeste e Sudeste do território brasileiro, em concordância com as taxas de irradiação solar dessas áreas. Segundo Schmela (2020), em 2019 o Brasil manteve a taxa de crescimento no setor solar, houve um aumento de 656,5 MW da capacidade instalada na geração centralizada, totalizando 3.293 MW, a Figura 1 (adaptado de BEZERRA, 2021) mostra a trajetória de crescimento na última década.

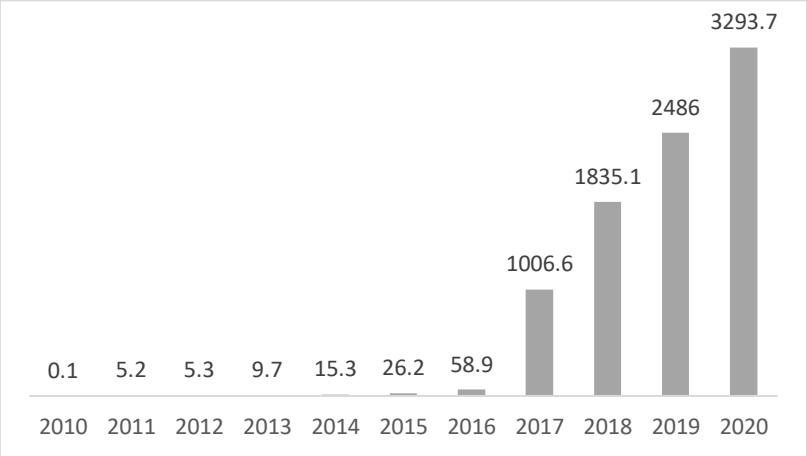


Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia solar centralizada no Brasil, em MW

3.1 Custos de Projetos Fotovoltaicos Centralizados

A distribuição de custos de equipamentos dos projetos habilitados em leilões de energia no Brasil em 2019, se deram da seguinte maneira: 40% em módulos, 9% em inversores, 15% em estruturas, 11% em transmissão e conexão e 8% em obras civis. Os custos restantes compreendem outras finalidades, como por exemplo, demais equipamentos, sistema de supervisão e controladores.

Os valores de painéis têm passado por recorrentes reduções. O desenvolvimento e inovação dos produtores e, consequentemente, a produção em larga escala, explicam o declínio constante nos valores. Na última década, os valores de painéis tiveram uma redução vertiginosa em escala global, estimada em média de 93%, passando de US$ 3,50/W, em 2010, para aproximadamente US$0,50/W em 2020. No Brasil, estima-se que entre 2013 e 2020, o custo de módulos fotovoltaicos tenham tido uma queda de 71%, dados apresentados na Figura 2 (IRENA, 2021).

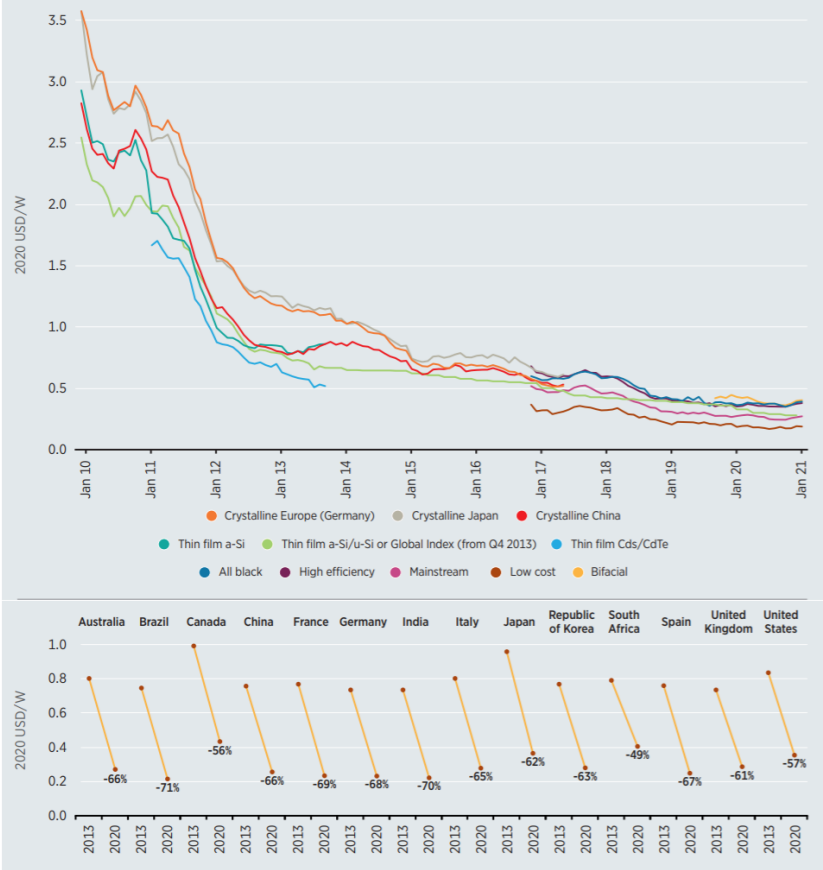


Figura 2 – Preços médios de módulos FV por tecnologia de fabricação, 2010 a 2020 e preços médios anuais dos módulos por mercado em 2013 e 2020, em US$

Devido à diminuição dos custos de painéis, o preço do conjunto de geração FV também tem sido reduzido de modo enfático, a variação de custos totais de sistemas fotovoltaicos no mundo, a média para o ano de 2010 era de US$4.731/kW e para 2020, a média encontrada foi US$883/kW, uma redução de cerca de 80%.

No que tange ao custo da eletricidade solar, estima-se que tenha ocorrido uma queda global nos valores de 85% nos últimos 10 anos. Assim sendo, o MWh, que em 2010 custava US$ 318,00, passou, em média, para US$ 57,00.

No Brasil, entre 2014 e 2019, a fonte solar teve participação em sete leilões de energia. Houve uma redução nos preços do MWh, que pode ser observada na Figura 3 (adaptado de EPE, 2020b). Enquanto o valor médio em

2015 alcançava cerca de R$ 300,00/MWh, em 2019, não ultrapassou R$ 90,00/MWh.

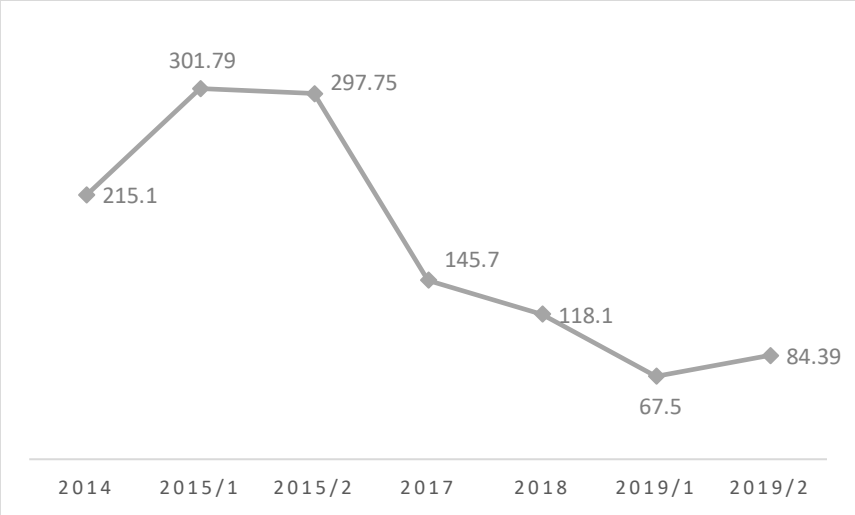


Figura 3 – Preço médio da energia solar fotovoltaica comercializada em leilões, em R$/MWh

3.2 Desafios para energia fotovoltaica no Brasil

Estima-se que até 2050, a capacidade instalada em geração centralizada seja de até 90 GW de potência no país. Quando se compara o Brasil com países líderes em energia FV, como China, EUA e Alemanha, fica evidenciada a defasagem de investimentos, sobretudo no âmbito de desenvolvimento tecnológico e pesquisa na área.

Outro fato relevante é que investidores do exterior, como por exemplo, multinacionais fabricantes de painéis, optam por não destinar seus esforços abrindo fábricas no Brasil devido ao alto risco, atribuído principalmente à instabilidade política e regulatória e, por consequência, à insegurança do mercado.

Uma adversidade também a ser averiguada é o sistema de transmissão brasileiro. Pode-se dizer que as linhas existentes, em sua maioria, encontram-se em processo de degradação em função do tempo considerável de operação. Avalia-se que até o ano de 2022, aproximadamente de 96 mil equipamentos

deverão ter de ser substituídos, devido ao esgotamento de utilidade para operação.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O cenário energético mundial vem passando por diversas mudanças, apesar de ainda ser dominado pelos combustíveis de origem fóssil, as fontes alternativas de energia têm apresentado crescimento e deste modo, maior representatividade na matriz energética. São notáveis os esforços pelo mundo para que a geração de energia ocorra de maneira mais sustentável e afim de mitigar danos ambientais advindos destes processos. Especificamente no caso Brasil, que já possui um cenário elétrico majoritariamente renovável, as iniciativas de inserção e expansão de outros tipos de fontes além das tradicionais hidrotérmicas, possuem também outros objetivos como a diversificação da matriz e segurança de suprimento energético.

No Brasil, a energia solar FV encontra-se em franca expansão. Em 2018, a participação na matriz elétrica era de 0,5%, em 2019 esse valor dobrou, atingindo 1% de participação, em 2020, a fonte fotovoltaica alcançou a marca de 1,9% na matriz elétrica nacional. Atualmente são mais de 4 mil usinas em operação, com cerca de 3,8 GW de potência. O subsistema que mais gera energia FV é o Nordeste, sendo responsável pela entrega de cerca de 2,7 GW. Para os próximos anos, há a previsão de acréscimo de 26 GW em UFVs por todo o Brasil, segundo outorgas concedidas pela ANEEL.

Os leilões de energia são a maior fonte de contratação de energia solar no Brasil nos dias de hoje. Entre 2015 e 2019, houve queda de 70% nos valores médios do MWh em empreendimento habilitados nos leilões. Em 2021, os projetos do setor lideraram o número de cadastros para leilões de energia nova. O Custo Nivelado de energia (LCOE) para a fonte solar no Brasil é o segundo menor entre as demais fontes, tendo média de valores entre R$100/MWh e

R$200/MWh, perdendo apenas para a energia eólica, o que reafirma a competitividade deste tipo de fonte.

É possível concluir que o cenário atual do setor é favorável à expansão e desenvolvimento. O Brasil ocupa uma posição privilegiada em termos de incidência de luminosidade solar e pode-se afirmar que este é um potencial ainda a ser explorado. Contudo se fazem necessário maiores esforços por parte do poder público, não existem legislações específicas para regulamentar o setor e as políticas de incentivo podem ser renovadas e incrementadas, o apoio dos governos é apontado como fator decisivo em casos de sucesso em outros países, como Japão, Alemanha e China. Também fica claro que são requeridos investimentos nas indústrias e área de pesquisas, além do fato da tecnologia por trás deste tipo de geração passar por atualizações constantes, seria muito proveitoso para o Brasil o desenvolvimento do setor, gerando empregos e renda, o que também diminuiria a dependência de indústrias internacionais, e por fim, a segurança energética nacional poderá ser incrementada com a maior participação da energia fotovoltaica na matriz elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA – ANACE. Transmissão continuará relevante, na avaliação do planejamento. São Paulo, 2019. Disponível em: http://www.anacebrasil.org.br/noticias/transmissao-continuara-relevante-na-avaliacao-doplanejamento/. Acesso em: 27 jun. 2021.

BEZERRA, Francisco Diniz. Energia solar. Banco do Nordeste do Brasil (Caderno Setorial Etene), ano 6, n.174, Fortaleza, 2021. Disponível em: https://198.17.121.65/s482-dspace/handle/123456789/834. Acesso em: 29 ago. 2021.

CARSTENS, Danielle Denes; DA CUNHA, Sieglinde Kindl. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. Energy

policy, v. 125, p. 396-404, 2019. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421518307183. Acesso em: 18 mai. 2021.

DIAS, César Luiz et al. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. Renewable Energy, v. 114, p. 367-375, 2017. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117306468. Acesso em: 18 mai. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Balanço Energético Nacional 2021: Relatório Síntese / Ano base 2020. Rio de Janeiro, 2021a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energeticonacional-2021. Acesso em: 27 ago. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Cadernos de Preços de Geração 2021. Rio de Janeiro, 2021a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao. Acesso em: 01 dez. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Expansão da Geração: Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia. Análise dos leilões A-4 e A-6 de 2019. Rio de Janeiro, 2020b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-457/NT%20EPE-DEE-003-2020-r0.pdf. Acesso em: 30 nov. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Plano Nacional de Energia - 2050. Rio de Janeiro, 2020a. Disponível em http://www.epe.gov.br/pt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050. Acesso em: 25 mai. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Nota técnica PR 04/18. Rio de Janeiro, 2018.

Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/mme-publica-conjunto-de-estudos-de-apoio-aopne-

2050. Acesso em 18 nov. 2021.

GADELHA, SR de B. Consumo de eletricidade e crescimento econômico no Brasil. 19º SINAPE–Simpósio Nacional de Probabilidade e Estatística, São Pedro, SP. 2010. Disponível em: http://www. ime. unicamp. br/sinape/19sinape/node/914. Acesso em: 29 ago. 2021.

GONCALVES, André Rodrigues et al. Cenários de expansão da geração solar e eólica na matriz elétrica brasileira. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018. 2018. Disponível em: https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/499. Acesso em: 29

ago. 2021.

HELD, Gerrit Simon Rudolf. The dawn of solar power in Brazil: current state and future challenges. Fundação Getúlio Vargas. São Paulo, 2017. Tese de Doutorado. Disponível em: https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/19224/The%20Dawn%20of%20Solar%20Power%20in%20Brazil.pdf?sequence=3&isAllowed=y. Acesso em: 18 mai. 2021.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2020. Emirados Árabes Unidos, 2021. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020. Acesso em: 29 nov. 2021.

Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior – MDIC. “Relatório Final - Grupo de Trabalho solar fotovoltaico (05/12/2017 A 05/03/2018)”. 2018. Disponível em: https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/ptbr/images/REPOSITORIO/sdci/2018-Relatorio-GTFotovoltaico -Camex.pdf/view. Acesso em: 24 mai. 2021.

ROUBICEK, Marcelo. Como a crise atual do setor elétrico se compara a 2001. Nexo, 2021. Disponível em https://www.nexojornal.com.br/expresso/2021/05/31/Como-a-crise-atual-dosetor-el%C3%A9trico-se-compara-a-2001. Acesso em: 29 ago. 2021.

SANTIAGO, João Vitor Assad. O mercado emergente de energia solar fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2018: avanços, desafios e perspectivas. 138 p. Dissertação (Mestrado em Administração). Universidade de São Paulo. Ribeirão Preto, 2019.

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM NA OPERAÇÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O LIMITE DE TENSÃO

Marcielly dos Reis Macedo[1]; Bartolomeu F. dos Santos Junior[1]; Aryfrance Rocha Almeida[1]

[1]*Universidade Federal do Piauí*

RESUMO

O conceito denominado “Capacidade de hospedagem”, trata da máxima capacidade de inserção de geração distribuída (GD) em um sistema elétrico de potência, de modo a garantir índices satisfatórios nos parâmetros de Qualidade de Energia. No presente trabalho, apresenta-se uma análise dos impactos da inserção de geração distribuída no nível de tensão em regime permanente. Para as análises, foram realizadas as modelagens dos componentes do Sistema de Distribuição e das unidades de minigerações distribuídas no software ATPDraw. Verifica-se a capacidade de hospedagem do sistema de 13 barras do IEEE por meio da injeção de GD solar fotovoltaica, de acordo com a irradiação solar. Além disso, foi considerada também a variação das cargas do sistema ao longo do intervalo de análise.

Palavras-chave: Geração distribuída; Capacidade de hospedagem; Níveis de tensão.

ABSTRACT

The concept called “Hosting Capacity”, we are able to increase the capacity of Geothermal Discharge (GD) in an electronic potable system, which in this way guarantees satisfactory results in our Energy Quality. In the present, we present an explanation of the implications of the insertion of the vernacular in the permanent state of the permanent regime. To provide information, we present the modalities of the Distribution System components and the distribution features of the ATPDraw software. Check the hospital capacity of the IEEE 13-day system through the GD photovoltaic solar injector, according to the solar irradiance.

Furthermore, the addition of system loads over the analysis interval was also considered.

Key-words: Distributed generation; Hosting capacity; Voltage levels.

1. INTRODUÇÃO

A necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira visando garantir o atendimento da demanda e atender as exigências ambientais, conduziram o setor à utilização de novas tecnologias para a geração de energia elétrica. Dentre estas alternativas a utilização de fontes renováveis tem ganhado destaque devido as diversas vantagens que este tipo de fonte apresenta em suas aplicações.

Uma das aplicações que mais tem crescido é na geração de energia próxima aos centros de carga, conhecida como Geração Distribuída (GD) (CAMPOS, 2019). A GD pode ser proveniente de diversas fontes alternativas de energia, tais como a solar e a eólica. A eficiência e a escolha da utilização da GD nos sistemas de distribuição são devidas principalmente a condições climáticas e tecnológicas.

Em certa medida, a inserção de GD traz benefícios tanto para os consumidores quanto para a concessionária de energia elétrica, tais como diminuição na conta de energia, segurança do fornecimento de energia elétrica, redução da emissão de gases do efeito estufa, diminuição nos custos de manutenção da rede elétrica e diminuição de perdas técnicas (LIMA & FREITAS, 2020).

Entretanto, o aumento crescente da penetração de GD também pode provocar impactos negativos na rede de distribuição, uma vez que modifica a dinâmica natural da rede (sentido unidirecional de energia). Com a GD, o fluxo de energia passa a ser bidirecional e pode ter efeitos no desempenho de alguns dispositivos, principalmente dispositivos de proteção. O fluxo bidirecional pode causar problemas na coordenação da proteção e no funcionamento de equipamentos de regulação de tensão (WAENGA & PINTO, 2016).

Além disso, a inserção de geração distribuída pode provocar variação de tensão, prejudicando a qualidade de energia elétrica fornecida e, distorção harmônica de tensão, que depende muito das cargas conectadas ao gerador de energia e da potência de operação do inversor, em caso de geração solar fotovoltaica.

No presente trabalho, busca-se estimar os impactos da inserção de geração distribuída sobre o nível de tensão em regime permanente em um sistema de distribuição e, desta forma, determinar a capacidade de hospedagem para cada condição de operação da rede.

2. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

Diante da crescente penetração de Geração Distribuída no Brasil, principalmente a geração de energia solar fotovoltaica, são necessários estudos para análise dos impactos da GD no sistema de distribuição. Para isso, pode ser utilizado o conceito de capacidade de hospedagem (CH), que consiste na capacidade máxima de inserção de fonte de energia solar fotovoltaica conectada à rede, de maneira a não transgredir os limites de qualidade de energia (níveis de tensão, harmônicos de tensão, entre outros) e segurança, previsto por normas regulamentadoras, tais como módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia (PRODIST) (WAENGA & PINTO, 2016).

Dessa forma, a capacidade de hospedagem está relacionada com a adequação da alocação de GD’s em relação à potência instalada e seu posicionamento, de modo a garantir índices satisfatórios dos parâmetros de qualidade de energia.

2.1 Níveis de tensão

Um dos principais índices de avaliação das distribuidoras de energia no que tange à qualidade do produto oferecido aos consumidores é a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão.

No que se refere aos valores de tensão, a ANEEL por meio do Módulo 8 do PRODIST estabelece faixas de classificação de Tensões de Regime Permanente, com seus respectivos limites máximo e mínimo. A Tabela 1 (ANEEL, 2021) apresenta a faixa de classificação para tensões entre 1kV e 69kV.

Tabela 1 - Pontos de conexão em tensão Nominal superior a 1kV e inferior a 69Kv

Tensão de Atendimento (TA)	**Faixa de variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)**
Adequada	0,93TR≤TL≤1,05TR
Precária	0,90TR≤TL<0,93TR
Crítica	TL<0,90TR ou TL>1,05TR

Em um sistema de distribuição as tensões das barras devem estar dentro da faixa “adequada” de operação. Situações nas quais as tensões encontram-se nas faixas de operação “precária” e “crítica” devem ser evitadas ou corrigidas quando necessário.

3. ESTUDO PROPOSTO

O Sistema de Distribuição utilizado para modelagem e posterior simulação foi o sistema de 13 barras do IEEE. A rede de 13 barras apresenta em sua configuração cargas desbalanceadas, linhas trifásicas, linhas monofásicas, transformadores trifásicos de distribuição, banco de capacitor e regulador de tensão (KERSTING, 1991).

Na Figura 1 (KERSTING, 1991) apresenta-se o diagrama unifilar deste sistema.

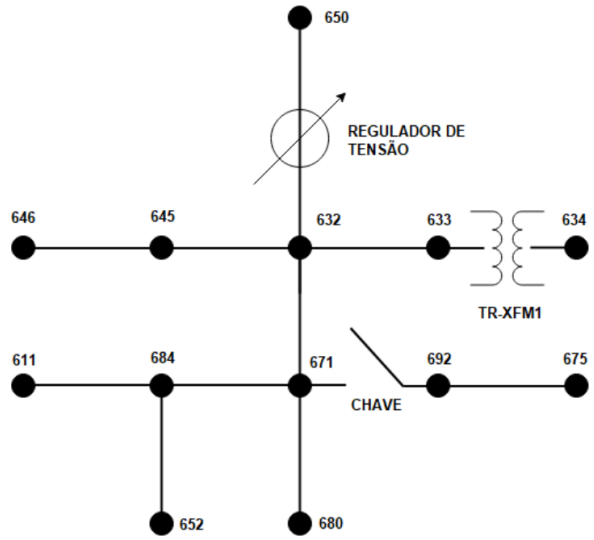


Figura 1 – Rede radial de distribuição IEEE 13 barras

Foram realizadas modelagens dos componentes do Sistema de Distribuição (transformadores, linhas de distribuição, cargas, entre outros) e das unidades de minigeração distribuída no software ATPDraw. O sistema modelado é apresentado na Figura 2 (Modificado de LIMA, 2018).

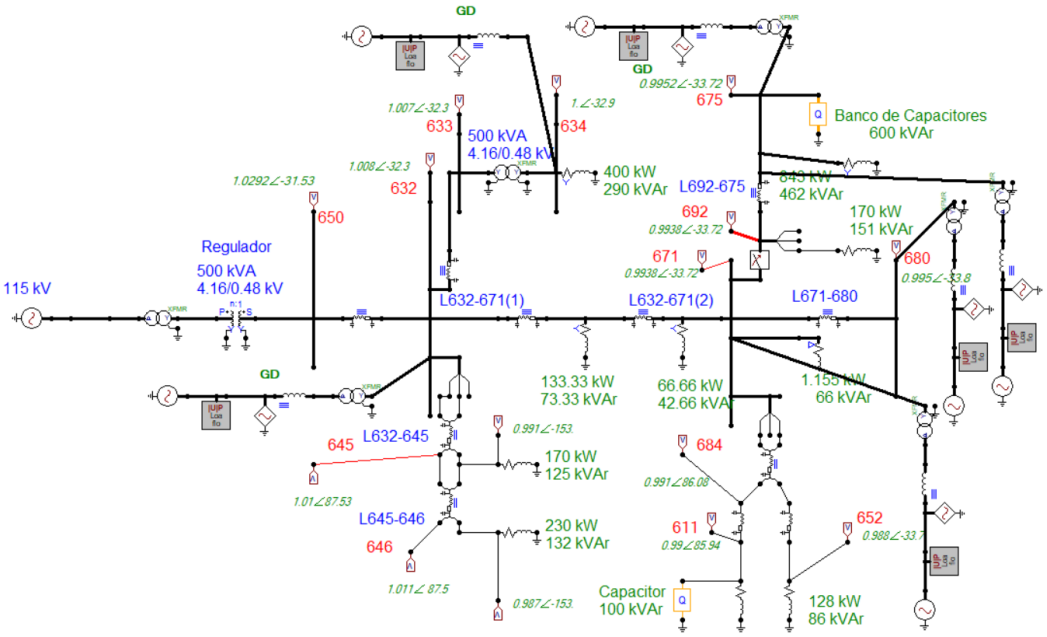


Figura 2 – Rede radial de distribuição IEEE 13 barras

Para cada hora do dia foi simulada uma potência específica de geração, a partir dos dados de irradiação solar. Para isso, foi utilizada a curva característica de geração solar fotovoltaica, que apresenta variação de geração das 06h às 18h, conforme Figura 3 (BARRADAS, 2018).

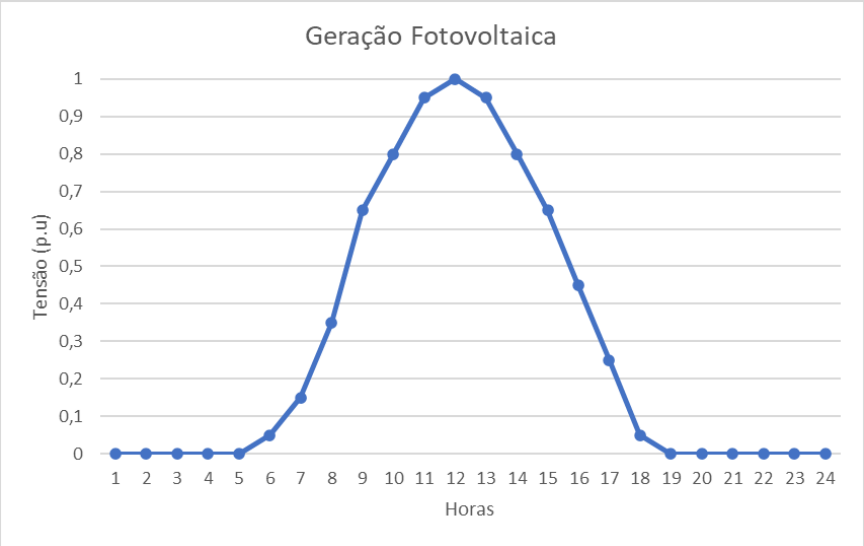


Figura 3 – Curva de geração fotovoltaica diária

Para a modelagem das cargas foram considerados grupos de consumidores residenciais e comerciais, conforme mostrado na Tabela 2 (BARRADAS, 2018).

Tabela 2 – Classificação dos consumidores

CARGA	CLASSE
CARGA 671	COMERCIAL
CARGA 611	RESIDENCIAL
CARGA 634	RESIDENCIAL
CARGA 645	COMERCIAL
CARGA 646	RESIDENCIAL
CARGA 652	RESIDENCIAL
CARGA 675	COMERCIAL
CARGA 692	RESIDENCIAL

Considerou-se também a variação da demanda desses consumidores ao longo do período de operação. O perfil de demanda das cargas comerciais é mostrado na Figura 4 (BARRADAS, 2018), considerando valores normalizados:

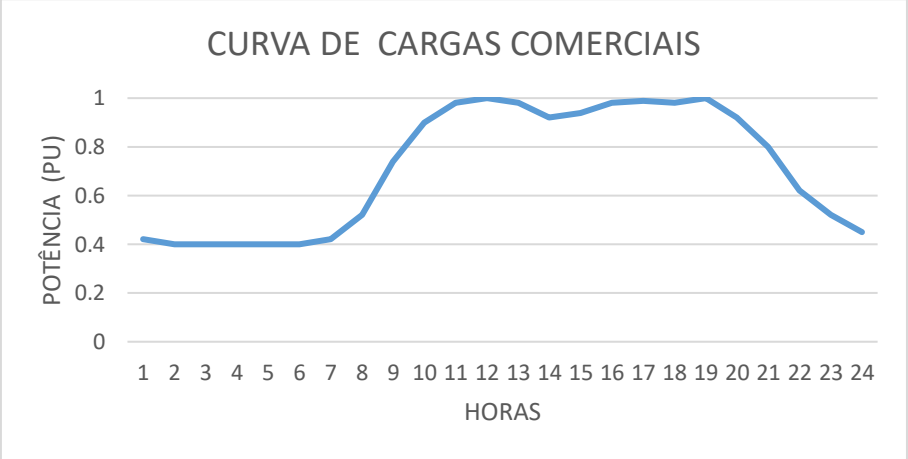


Figura 4 – Perfil de demanda dos consumidores comerciais

O perfil de demanda das cargas residenciais, por sua vez, é mostrado na Figura 5 (BARRADAS, 2018), considerando valores normalizados:

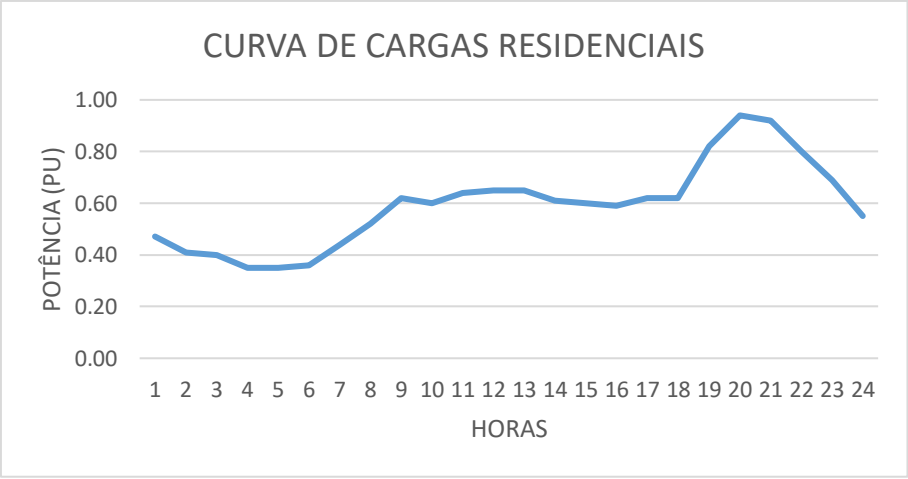


Figura 5 – Perfil de demanda dos consumidores residenciais

3.1 Proposta

A abordagem proposta neste trabalho difere-se da forma comumente encontrada na literatura, na qual aplica-se uma injeção linearmente crescente de potência ativa em determinado ponto da rede até que um índice de qualidade de energia viole um dos limites estabelecidos por norma. Neste trabalho, por sua vez, a variação da injeção de potência ativa segue o perfil não linear conforme a curva característica de geração fotovoltaica. Isto permite obter um comportamento mais próximo da operação real do sistema de distribuição.

Além disso, a variação do perfil das cargas é considerada como um fator que também influencia na determinação da capacidade de hospedagem. Ou seja, a capacidade de hospedagem varia ao longo de todo o período de operação do sistema de distribuição, sendo resultado da interseção das variações de geração e carga.

Com as simulações, foi observado o comportamento dos níveis de tensão à medida que foram variadas as cargas e as GDs ao longo do dia, a fim de obter a capacidade de hospedagem (CH) e compreender como esta é influenciada pelas cargas.

O procedimento pode ser descrito da seguinte maneira: para cada hora do dia (no intervalo das 6h às 18h) é executado um fluxo de potência e determinado o valor da tensão em todas as barras. Estes valores de tensão são comparados com os limites normativos, e, caso não exista nenhuma violação, significa que ainda não foi atingida a capacidade de hospedagem total do sistema.

A capacidade de hospedagem será determinada quando, para um resultado de fluxo de potência, algum limite de tensão (inferior ou superior) seja violado em uma das barras. Assim, a capacidade de hospedagem corresponderá ao valor total de geração injetada na barra cuja violação foi verificada.

4. RESULTADOS

As simulações foram realizadas a partir da conexão simultânea de GDs com capacidade máxima de 5MW nas barras 632, 634, 671, 675, 680 e 692,

considerando dois cenários de carga: cenário 1 - o maior valor da carga durante a operação do sistema (valor de pico) é igual a sua potência total nominal instalada; cenário 2 - o maior valor da carga durante a operação do sistema (valor de pico) é igual ao dobro da potência total nominal instalada.

4.1. Cenário 1

Este cenário considera a variação da carga nominal de todo o sistema para o período de operação em estudo. Após as simulações para todo o período foram obtidas as curvas de variação das tensões nas barras, como mostrado na Figura 6.

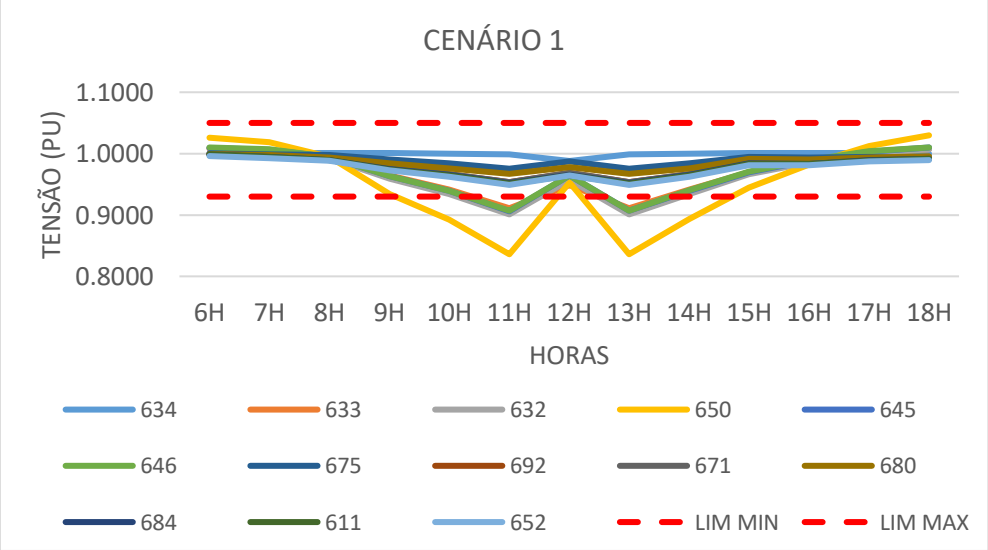


Figura 6 – Curvas de tensão com cargas no cenário 1

Nota-se que o limite de capacidade de hospedagem do sistema será atingido quando a tensão na barra 650 atinge o limite mínimo. Isto ocorre por volta das 9h (horário cuja potência de geração é igual a 3,25 MW) e mantém-se assim até aproximadamente às 12h (horário para o qual a potência de geração é de 5 MW). Posteriormente, verifica-se novamente uma violação do limite mínimo por volta das 13h (horário cuja potência injetada é igual 4,75 MW) permanecendo até aproximadamente às 15h (quando a potência de geração atinge 3,25MW novamente).

Caso não fosse considerada a influência da carga, haveria um único valor de potência para o qual o sistema atingiria sua capacidade de hospedagem (3,25 MW), uma vez que isso dependeria apenas da variação de geração das GDs. Porém, ao considerar a variação da carga nominal do sistema, obtém-se um outro valor de capacidade de hospedagem (4,75 MW), que é resultado da intercessão desta variação com a variação da geração.

Assim, para o cenário 1, existem dois valores de capacidade de hospedagem: 3,25 MW e 4,75 MW.

Além disso, os resultados mostram que, para o período entre 9h e 12h e o período entre 13h e 15h, o sistema terá ultrapassado o limite da capacidade de hospedagem, não sendo possível a inserção de qualquer outra fonte de geração distribuída.

4.2. Cenário 2

Este cenário considera a variação do dobro da carga nominal do sistema para o período de operação em estudo. Após as simulações para todo o período foram obtidas as curvas de variação das tensões nas barras, como mostrado na Figura 7.

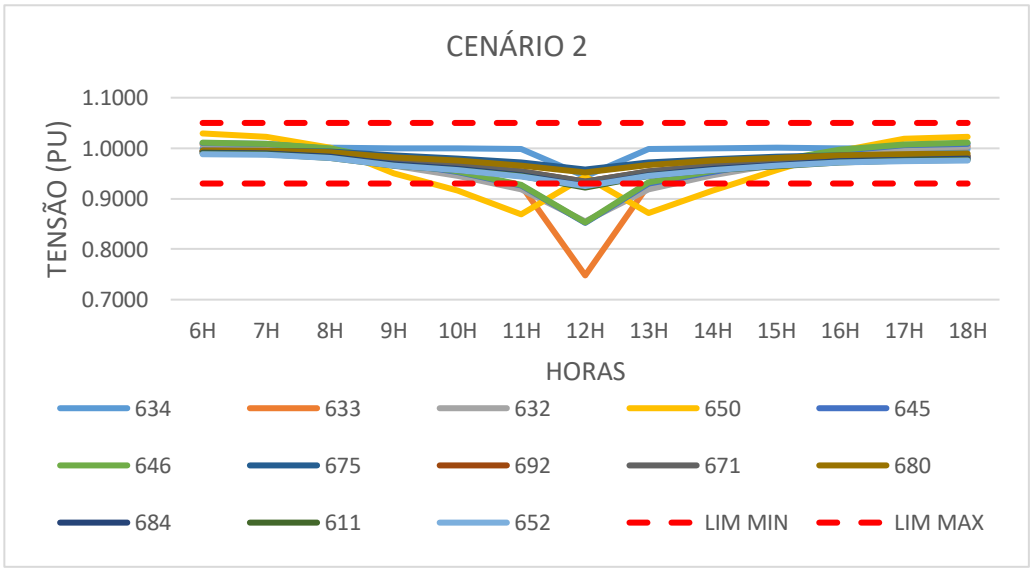


Figura 7 – Curvas de tensão com cargas no cenário 2

Nota-se que para este caso o limite de capacidade de hospedagem não dependerá apenas da violação de tensão em uma única barra, mas será resultado da interseção dos valores de tensão das barras 633 e 650. A violação de tensão inicia-se na barra 650 por volta das 10h (horário para o qual a potência de geração é de 4 MW). Embora a tensão da barra 650 retorne gradativamente para os limites operacionais aceitáveis, a tensão da barra 633 mantém a violação do limite inferior de tensão. De outro modo, quando a tensão na barra 633 retorna aos limites operacionais aceitáveis, agora é a tensão na barra 650 que volta a violar o limite inferior de tensão. Esta condição se mantém até aproximadamente às 15h (horário para o qual a potência de geração é igual a 3,25 MW).

Desta forma, para este cenário de operação, haverá um único valor de capacidade de hospedagem, igual a 4,00 MW.

Os resultados mostram ainda que, para o período entre 10h e 15h, o sistema terá ultrapassado o limite da capacidade de hospedagem, não sendo possível a inserção de qualquer outra fonte de geração distribuída.

5. CONCLUSÃO

Diante do estudo realizado, através das simulações executadas com inserção de Geração Distribuída de 5MW ao longo do sistema e considerando a variação da carga (cenário 1 e cenário 2), foi possível identificar a ocorrência de subtensões nas duas situações.

Em ambos os cenários foram observados intervalos onde a capacidade de hospedagem do sistema foi ultrapassada, a partir da violação dos níveis de tensão no seu limite inferior. Observa-se ainda que a inserção de GD, bem como a variação da carga, influenciam nos níveis de tensão e consequentemente na capacidade de hospedagem do sistema.

Portanto, o presente estudo permitiu uma análise da capacidade de hospedagem do sistema de 13 barras do IEEE, obtendo uma simulação semelhante à operação real do sistema de distribuição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 Qualidade de Energia Elétrica”, 2021.

ALVES. M. O. L. Energia Solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid. João Monlevade, 2019.

BARRADAS, H. M. Análise do Impacto da Inserção Massiva de Geração Distribuída Fotovoltaica nos Níveis de Curto-circuito em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. Universidade Estadual Paulista - “Júlio de Mesquita Filho”. Ilha Solteira, 2018.

CAMPOS, C. A. A. Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em uma rede de distribuição. Instituto Federal de Educação, ciência e tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara. Itumbiara, 2019.

EPE, Balanço Energético Nacional 2021 - Relatório Síntese Ano Base 2020, EPE, 2020.

LIMA, D. M. C. Análise dos impactos da geração distribuída nos indicadores de qualidade de energia elétrica. Universidade Federal do Piauí. Teresina, 2018.

LIMA, E. J. de.; FREITAS, L. C. G. de. Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Fotovoltaica em Redes de Distribuição. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, 2020.

SILVA, F. M. Contribuições à Análise de Capacidade de Hospedagem em Sistemas Elétricos de Potência. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, 2017.

WAENGA, A. F. C.; PINTO, D. A. F. Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

ANÁLISE DA INSERÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA EM FUNÇÃO DOS ASPECTOS REGULATÓRIOS ENERGÉTICOS EM MOÇAMBIQUE

Ajumar Omar Alfaica[1]; Beluário Benjamim Manjate[2]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]; Regina Mambeli Barros[1]; Ivan Felipe Silva dos Santos[1]

[1]Universidade Federal de Itajubá; [2]Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

A energia desde muito tem sido um fator estratégico no desenvolvimento de uma nação, porém dado ao efeito das mudanças climáticas cada vez mais os países têm buscado alternativas às fontes convencionais de energia. Desde o ano de 2009, Moçambique, um país do sudeste africano vem debatendo sobre a inserção de energias renováveis a sua matriz energética, tendo como objetivo aproveitar o potencial existente. Para tal, o país investiu em estudos e destacou projetos em termos da energia da biomassa, solar, eólica, hídrica e geotérmica. Uma vez inventariado o potencial, este artigo visa apresentar uma revisão bibliográfica analítica e documental deste potencial face ao panorama regulatório da energia do país. Atualmente o país possui a operação de centrais hidrelétricas, com 2.780 MW (Megawatts) de potência instalada, e uma central solar ligada à rede com 41 MW. A produção de energia é realizada pelo estado e por produtores independentes de energia, que representam 17% da capacidade instalada do país e 35% da produção de energia. A taxa de eletrificação se encontra em 38% e a rede elétrica abrange 47% do país, tendo perspectivas de expansão até 2030. Destacou-se as instituições públicas que contribuem para a formulação de políticas de energia assim como levantou-se leis pertinentes ao setor de energia. Abordou-se sobre o Programa de Leilões em Energias Renováveis (PROLER) e constatou-se que o panorama regulatório de energia moçambicano possui leis e decretos que visam impulsionar a

inserção de energias renováveis de forma competitiva e sustentável, que quando devidamente seguidos podem melhorar este setor.

Palavras-chave: Moçambique; Energia Renovável; Legislação; Sustentabilidade.

ABSTRACT

For a long time energy has been a strategic factor in the development of a nation, although because of the effect of climate changes the countries have been searching for alternatives to the conventional sources of energy. From the year of 2009, Mozambique, a country of african south west has been discussing inserting renewable energies to its energetic matrix, aiming to enjoy the existing potencial.. For this, the country has invested in studies and highlighted project in terms of energy of biomass, solar, windpower, hydropower and geothermics. Once the potential is inventoried, this work aims to present an analytic and documental literature review about the potential given the country's energy regulatory landscape. Currently the country has in operation hydropower stations with 2.780 MW(Megawatts) of installed capacity and a solar central power connected to the line with 41 MW. Energy production is realized by the public sector and independent energy producers that represent 17% of the installed capacity of the country and 35 % of energy production. The electrification tax is 38% and the electric power grid covers 47% of the country, having expansion perspectives until 2030. It was highlighted public institutions that contribute to the formulation of the politics as well as laws pertinent to the energy sector. It was approached about the Renewable Energy Auctions Program, Programa de Leilões em Energias Renováveis in Portuguese and it was found that the Mozambican regulatory overview of energy has laws and decrees that aim to boost the insertion of renewable energy in a competitive and sustainable way, that when properly followed can improve this sector.

Keywords: Mozambique; Renewable Energy; Legislation; Sustainability.

1. INTRODUÇÃO

A energia desde muito tem sido um fator estratégico no desenvolvimento de uma nação, na promoção de serviços básicos como saúde e educação, promoção de uma economia diversificada, industrialização e competitividade, assim como a redução de desigualdades.

Devido a altas emissões de gases de efeito estufa, o mundo vem enfrentando mudanças climáticas, fator que tem incentivado as nações na busca por fontes alternativas de energia, alteração dos padrões de consumo, busca pelo balanço da oferta e demanda de energia e segurança energética através da diversificação das suas matrizes energéticas.

Desde o ano de 2009 Moçambique, um país do sudeste africano, com território de 799380 km^2, 30,06 milhões de habitantes, PIB per capita de 469 U$/habitante e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de 0,431 vem debatendo sobre a inserção de energias novas e renováveis na sua matriz energética tendo como objetivo aproveitar o potencial existente no país, buscando reduzir desigualdades e universalizar o acesso à energia (INE, 2020).

Em 2015, Moçambique adotou os acordos da agenda de 2030 das Nações Unidas, tendo desde então buscado integrar os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) em suas políticas nacionais (MOÇAMBIQUE, 2020).

Para além de alinhar os ODS em aproximadamente 70% com o programa quinquenal do governo (programa que visa nortear a planificação e monitoria de metas), Moçambique investiu em estudos sobre o potencial de energias renováveis, destacando projetos ao longo do país em termos de energia da biomassa, solar, eólica, hídrica, geotérmica (REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2020).

Uma vez inventariado o potencial, este trabalho visa apresentar uma revisão bibliográfica analítica e documental deste potencial face ao panorama regulatório da energia do país.

Para que sejam alcançados os objetivos, no tópico 2 está apresentada a contextualização da área de estudo, matriz energética e o potencial de

energias renováveis. No tópico 3 está descrito o panorama regulatório da energia em Moçambique e no tópico 4 se encontra a discussão e considerações finais.

2. CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO E MATRIZ ENERGÉTICA MOÇAMBICANA

Moçambique localiza-se na costa oriental do continente Africano, está administrativamente dividido em 11 províncias e 3 regiões, nomeadamente norte, centro e sul e o clima predominante é o tropical úmido, com duas estações distintas: úmida ou de verão e seca ou de inverno (ALER, 2017).

Quanto à matriz energética, Moçambique tem como produção primária de energia a biomassa lenhosa (carvão vegetal e lenha), correspondendo a 75,8%, energia hídrica (11,7%), gás natural (3,4%), carvão (1%) e petróleo (8,1%), onde a biomassa corresponde a maior fonte de energia usada (ALER, 2017).

Quanto a capacidade instalada, Moçambique possui 79% de energia proveniente da hidroeletricidade, 16% proveniente do gás natural, 4% do HFO (fluido refrigerante hidrofluorolefina) e 1% de energia solar, tendo perspectivas de expansão da capacidade instalada até 2030 (ALER; AMER, 2021).

Em 2020, Moçambique atingiu uma taxa de eletrificação nacional de 38%, tendo como meta alcançar a eletrificação total e universalização da energia no país (100%) em 2030 (ALER; AMER, 2021). A extensão da rede elétrica abrange 47% do país, onde para além das ligações a Rede Elétrica Nacional (REN) se tem sistemas fora de rede, caracterizados por serem sistemas isolados e em mini redes que correspondem a 31% e 22% das opções de eletrificação (ALER; AMER, 2021).

2.1 Potencial de energias renováveis de Moçambique

O Atlas das Energias Renováveis de Moçambique indica que o potencial total de recursos renováveis do país é de 23.026 GW, porém pouco explorado. A fonte de energia solar é a mais abundante (23.000 GW), seguida da hídrica

(19 GW), eólica (5 GW), biomassa (2 GW) e geotérmica (0,1 GW) (FUNAE-ATLAS, 2013).

A fonte hídrica é a que apresenta maiores projetos prioritários (5,6 GW) pois apresenta maior viabilidade econômica, seguido da energia eólica (1,1 GW) concentrada no sul do país. A biomassa representa um potencial de geração de emprego, porém possui custos elevados e a energia solar apresenta uma maior rapidez de implementação, fator este que vem destacando a atração para financiamentos externos (FUNAE-ATLAS, 2013).

A energia geotérmica possui maior viabilidade na província do Niassa, porém acarreta maiores custos e riscos, apesar de poder aumentar a qualidade e eletrificação da respectiva província (FUNAE-ATLAS, 2013).

A exploração do potencial de energias renováveis em Moçambique atualmente conta com a operação de centrais hidrelétricas (79%), correspondendo a 2.780 MW (megawatts) de potência e uma central solar ligada a rede com 41 MW de potência (ALER; AMER, 2021). Estima-se em 10 anos um aumento para 306 MW tanto em energia solar como eólica (ALER; AMER, 2021).

Para além da produção de energia realizada pelas empresas estatais, produtores independentes de energia representam 17% da capacidade instalada do país e 35% da produção de energia (ALER; AMER, 2021). A energia renovável gerada por produtores independentes é comprada pela empresa Eletricidade de Moçambique (EDM), tendo em conta critérios técnicos, comerciais, financeiros e econômicos definidos pela entidade (REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2014).

Espera-se que a contribuição dos produtores independentes aumente com o tempo, pois estes têm aumentado os seus investimentos e incentivando em melhorias na regulação a fim de que haja maior benefícios à sociedade e estabilidade de negócio. Um exemplo concreto é o impulso que este setor tem dado na elaboração da regulamentação da implementação de projetos fora da REN.

3. PANORAMA REGULATÓRIO DA ENERGIA EM MOÇAMBIQUE

O marco legal da energia em Moçambique conta com instituições que contribuem para a formulação de políticas do setor e o andamento e fornecimento da energia no país tais como a EDM, o Ministério de Recursos Minerais e Energia (MIREME), o Conselho Nacional de Eletricidade (CNELEC) e o Fundo de Energia (FUNAE) (EDM, 2018).

A EDM é uma empresa pública responsável pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia em Moçambique e opera desde 1977. A EDM tutela a energia ligada a REN, enquanto o FUNAE promove o desenvolvimento da energia em suas diversas formas fora da REN (EDM, 2018).

O MIREME é o responsável pela política global, pelo quadro institucional e de regulação. No MIREME são definidas metas de acesso e são aprovadas tarifas, porém futuramente esse papel será exercido pela Agência Reguladora de Energia (ARENE) (EDM, 2018).

O CNELEC protege o interesse público no fornecimento de serviços de energia, servindo de consulta e aconselhamento aos ministros para que estes possam implementar leis pertinentes da área (EDM, 2018).

Dentre as leis, decretos e resoluções para o setor de energia destacou-se na tabela 1 as seguintes:

Tabela 1 – Resumo das leis, decretos e resoluções vigentes em Moçambique para o setor de energia. Fonte: Elaborado pelos autores

Lei / Decreto ou Resolução	Finalidade	Referência
Lei da eletricidade (n° 21/1997) e Decreto n° 08/2000	Regula o mercado de energia.	(REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 1997) (REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2000).
	Atribui competências do conselho de ministros (área de energia).	
	Define responsabilidades de cada setor de energia.	
	Trouxe abertura para concursos públicos.	
	Desmonopolização do setor elétrico permitindo contribuições do setor privado ao setor de energia.	

Decreto n° 29/2003 (sistema tarifário de venda de energia elétrica da EDM)	Estabelece preços de acordo com o nível de tensão, opção tarifária e períodos de entrega da energia elétrica.	(REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2003).
	Faturação por contador convencional e Credelec.	(EDM, [*s. d.*]).
Decreto n° 42/2005 (Regulamento e normas da Rede Elétrica Nacional)	Regulamenta o transporte, distribuição, comercialização de energia elétrica.	(REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2005)
	Determina atribuições e competências do gestor da rede nacional de transporte e distribuição de energia elétrica.	
Decreto n° 48/2007 (Licenças e normas para instalações elétricas)	Estabelece concessões de licenças de produção, transporte, transformação, distribuição e/ou utilização de energia elétrica.	(REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2007)
	Classifica as instalações elétricas em categorias.	
	Estabelece as competências do MIREME para o setor e a jurisdição dos órgãos locais sobre as instalações elétricas.	
Resolução n° 62/2009 Estratégia de desenvolvimento de energias novas e renováveis	Evidenciou recursos energéticos disponíveis e viabiliza a entrada e o investimento no setor. Define princípios, metas e objetivos para alcançar o desenvolvimento do setor de energia.	(REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2009) (REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2011)
	Traçou linhas orientadoras para a entrada de fontes renováveis de energia no horizonte 2011 a 2025.	
Decreto n° 58/2014 (regulamento que estabelece o regime tarifário para Energias Novas e Renováveis)	Duração de 3 anos para as tarifas e sugere alterações por parte do MIREME caso necessário. Fornecimento de energias renováveis a REN: pessoas singulares, coletivas, públicas ou privadas.	(REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2014)
	Estabelece critérios para a avaliação e a conferência da viabilidade dos projetos.	
Lei n° 11/2017, cria a Autoridade	Assegura a regulação da atividade dos subsetores de energia (renovável e não renovável), incluindo distribuição e comercialização.	(REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, 2017)

Reguladora de Energia (ARENE):	Mantem a observância dos princípios e normas do setor de energia; promove a concorrência, eficiência e competitividade do setor público e privado.	
	Reforça a necessidade do controle dos impactos do uso de energia sobre o meio ambiente, assim como visa contribuir para a segurança energética nacional.	
Programa de Leilões em Energias Renováveis (PROLER)	Estabelece leilões para projetos de produção energia solar e eólica.	(MIREME, 2020).
	Conta com três projetos de energia solar com 40MW_{pico} cada um e um de energia eólica com 30 a 50 Mw_{pico} (horizonte 2020 a 2025).	
	Promove a transparência, competitividade e sustentabilidade atraentes para o setor privado.	

4. DISCUSSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir do levantamento do panorama regulatório da energia de Moçambique, pode-se constatar que existem leis e decretos bem designados voltados para a área de energia, que quando devidamente seguidos podem impulsionar a inserção das energias renováveis em Moçambique.

Verificou-se que durante muito tempo a gerência dos serviços de fornecimento de energia elétrica tem sido por parte da empresa pública EDM, sob supervisão do MIREME e que embora a ARENE tenha sido criada com o objetivo de promover a competitividade, ainda se verifica um monopólio no mercado de energia moçambicano, tendo como única concessionária de energia a EDM.

Constatou-se que se tem cedido concessões a outras empresas para realização de serviços, e que com a criação da Agência Reguladora de Energia poderá se ter maiores ganhos como abertura de mercado, maior competitividade, diversificação e maior inserção de energias renováveis na matriz energética.

Embora os critérios legais estejam prontos para uma maior integração de geração de energia por fontes renováveis, existe um entrave relacionado aos

critérios técnicos que impedem que as energias renováveis sejam integradas diretamente à REN, sob o risco de piorar os parâmetros técnicos como perfil de tensão, frequência e fluxo de potência.

Por fim, observou-se que para a atuação no mercado de energia não só se faz necessário um conhecimento amplo dos critérios técnicos, também se faz necessário o conhecimento do panorama legal para que se possa dimensionar bem sistemas em conformidade com o local em que se vai atuar e promover cada vez mais acesso à energia à população.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO LUSÓFONA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. Energias Renováveis em Moçambique – Relatório Nacional do Ponto de Situação (Segunda Edição). 2017. Disponível em: http://www.aler-renovaveis.org/contents/activitiesdocuments/aler_mz-report_oct2017_web.pdf

Constituição da República de Moçambique <http://www.cconstitucional.org.mz/Legislacao/Constituicao-da-Republica>

EDM, Eletricidade de Moçambique. Produtos | EDM - Electricidade de Moçambique. [*S. l.*], [*s. d.*]. Disponível em: https://www.edm.co.mz/pt/website/page/produtos. Acesso em: 4 fev. 2022 a.

EDM, Eletricidade de Moçambique. Estratégia da EDM 2018-2028 Estratégia da EDM 2018-2028. [*S. l.: s. n.*], 2018. Disponível em: https://portal.edm.co.mz/sites/default/files/documents/Reports/ESTRATEGIA_EDM_2018_2028.pdf.

Funae, atlas das energias renováveis de Moçambique. 2013. Disponível em: https://www.funae.co.mz/index.php/en/recursos Acesso em 14 Dez de 2020.

INE, INSTITUTO NACIONAL DE ESTATISTICA. Anuário Estatístico Moçambique 2020 Instituto Nacional de Estatística. [*S. l.: s. n.*], 2020. Disponível em: http://www.ine.gov.mz/estatisticas/publicacoes/anuario/nacionais/anuario-2020_final-1.pdf/view.

MIREME, Ministério de Recursos Minerais e Energia. Programa Nacional de Energia para todos (Leilões de Energias Renováveis). [*S. l.: s. n.*], 2020. Disponível em: http://arene.org.mz/wp-content/uploads/2021/02/Brochura-de-Novas-Energias-Leiloes-de-Energia-Renovaveis_2.pdf.

O PAIS (Moçambique). Governo submete proposta de revisão da lei de electricidade à AR. Disponível em: https://www.opais.co.mz/governo-submete-proposta-de-revisao-da-lei-de-electricidade-a-ar/. Acesso em: 13 maio 2022.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE Relatório de revisão nacional voluntária da Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. [*S. l.: s. n.*], 2020. Disponível em: https://procurement-notices.undp.org/view_file.cfm?doc_id=236817.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Lei n° 21, de 1 de Outubro de 1997. Regula a atividade de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, como a sua importação e exportação, cria o Conselho Nacional de Eletricidade. Boletim da República de Moçambique, 7 de Out. 1997. Disponível em: <http://salcaldeira.com/index.php/pt/component/docman/cat_view/32-legislacao/71-energia> Acesso em: 14 de dez. 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Decreto n° 08, de 20 de abril de 2000. Regulamenta as competências e os procedimentos para atribuição, controle e extinção de concessões de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como a sua importação e exportação. Boletim da República de Moçambique, 20 de abr. de 2000. Disponível em: <http://salcaldeira.com/index.php/pt/component/docman/cat_view/32-legislacao/71-energia> Acesso em: 14 de dez. 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Decreto n° 29, de 23 de junho de 2003. Aprova o sistema tarifário de venda de energia elétrica da Eletricidade de Moçambique (EDM). Boletim da República de Moçambique, 9 de Jul. de 2003. p. 1-5 Disponível em: <https://www.lexlink.eu/FileGet.aspx?FileId=1157521> Acesso em: 14 Dez de 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Decreto n° 42, de 29 de Novembro de 2005. Aprova o regulamento que estabelece as normas referentes à Planificação, Financiamentos, Construção, Posse, Manutenção e Operação de Instalações de Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização de energia elétrica, bem assim as normas e os procedimentos relativos à gestão, operação e desenvolvimento global da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica. Boletim da República de Moçambique, 29 de Nov de 2005. p. 1-25 Disponível em: <http://salcaldeira.com/index.php/pt/component/docman/cat_view/32-legislacao/71-energia> Acesso em: 14 de dez. 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Decreto n° 48, de 22 de Outubro de 2007. Aprova o Regulamento de licenças para instalações elétricas. Boletim da República de Moçambique, 22 de out. de 2007. p. 1-21 Disponível em: <http://salcaldeira.com/index.php/pt/component/docman/cat_view/32-legislacao/71-energia> Acesso em: 14 de dez. 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Resolução nº 62, de 14 de outubro de 2009. Política de Desenvolvimento de Energias Novas e Renováveis. Boletim da República de Moçambique, 14 out. 2009. p. 1-13. Disponível em: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/moz119723.pdf> Acesso em: 14 Dez de 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Estratégia de desenvolvimento de energias novas e renováveis (EDENR) para o período de 2011 – 2025. Ministério da energia. 2011, p. 1-41 Disponível em: <https://energypedia.info/images/f/fa/PT-Estrategias_de_Desenvolvimento_de_E._Novas_e_Renovaveis-Ministerio_da_Energia.pdf> Acesso em: 14 Dez de 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Decreto n° 58, de 17 de outubro de 2014. Aprova o Regulamento que estabelece o Regime Tarifário para Energias Novas e Renováveis. Boletim da República de Moçambique, 17 de out. de 2014. p. 1-04 Disponível em:

<http://salcaldeira.com/index.php/pt/component/docman/cat_view/32-legislacao/71-energia> Acesso em: 14 de dez. 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Ministério da Energia. Diploma Ministerial n° 184, de 12 de novembro de 2014. Aprova o código da Rede Elétrica Nacional. Boletim da República de Moçambique, 12 de Nov. de 2014. p. 1-23 Disponível em: <http://salcaldeira.com/index.php/pt/component/docman/cat_view/32-legislacao/71-energia> Acesso em: 14 de dez. 2020.

REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE. Lei n° 11, de 8 de Setembro de 2017. Cria a Autoridade Reguladora de Energia, abreviadamente designada por ARENE. Boletim da República de Moçambique, 08 de set. de 2017. p. 1-04 Disponível em: <http://salcaldeira.com/index.php/pt/component/docman/cat_view/32-legislacao/71-energia> Acesso em: 14 de dez. 2020.

ANÁLISE DA MODULAÇÃO DIÁRIA DE GERAÇÃO COMO SERVIÇO ANCILAR PARA USINAS HIDRELÉTRICAS

Daniel Firmo Kazay[1]; Carlos Roberto Mendonça da Rocha[2]; Murilo Reolon Scuzziato[3]; Paulo Galassi[1]; Rafael Jose de Andrade[1]; Rafael de Souza Favoreto[1]

[1]*Itaipu Binacional*

[2]*Universidade Estadual do Oeste do Paraná*

[3]*Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina*

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia para estimar o volume de água adicional necessário para prestar o serviço ancilar de modulação de carga pelas usinas hidrelétricas. Através da análise dos resultados, foi verificado que é necessário o uso de mais água pelas turbinas quando se tem que modular a geração do que quando não há essa obrigatoriedade. Isso indica que a modulação da geração impacta em uma redução da eficiência nos pontos de operação estudados. Este aumento está associado à manutenção do ponto de operação em uma região menos eficiente das unidades geradoras e, portanto, da usina.

Palavras-chave: Custo de operação; Serviços ancilares; Unit commitment.

ABSTRACT

The present work presents a methodology to estimate the volume of additional water necessary to provide the ancillary service of load modulation by hydroelectric plants. Through the analysis of the results, it was verified that it is necessary to use more water by the turbines when it is necessary to modulate the generation than when there is no such obligation. This indicates that the modulation of generation impacts on a reduction in efficiency at the studied operating points. This increase is associated with the maintenance of the point of

operation in a less efficient region of the generating units and, therefore, of the plant.

Keywords: Cost of operation; Ancillary services; Unit commitment.

1. INTRODUÇÃO

Os serviços ancilares prestam um papel essencial para a manutenção da segurança, continuidade e qualidade da operação de sistemas elétricos. A remuneração desses serviços depende da legislação e normatização existente sobre o tema (Kirby, 2007).

Favoreto (2019) elaborou uma revisão da análise da legislação brasileira relativamente ao tema de serviços ancilares. No caso brasileiro, os serviços são prestados, basicamente por usinas hidrelétricas. Entretanto, só são remunerados os serviços de (a) controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras; (b) suporte de reativos; (c) despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa; (d) autorrestabelecimento parcial e integral; e (e) Sistema Especial de Proteção – SEP.

Os outros serviços são tratados como obrigação do agente de geração sem haver valoração correspondente. Dessa forma, há, por um lado, um desincentivo à prestação dos agentes capazes de prestá-lo em cumprir com seu fornecimento e, por outro, um favorecimento com aqueles que não podem efetivamente prestá-los. Esse desenho de mercado faz com que os geradores hidrelétricos tenham que arcar com os custos de prestar o serviço e, adicionalmente, tenham mais restrições operativas, o que normalmente leva a piores pontos de operação de suas máquinas (Favoreto, 2019).

Este trabalho versa sobre um serviço ancilar associado à operação normal do sistema, o qual costuma ser denominado modulação de carga ou acompanhamento da carga. A modulação de carga é um serviço ancilar prestado principalmente por usinas hidrelétricas e térmicas, relevante para o equilíbrio entre carga e geração durante períodos de variação da demanda, especialmente em sistemas com alta participação de fontes intermitentes. Embora seja um processo indispensável para a operação do sistema, atualmente, não é

caracterizada como um serviço ancilar no do Sistema Interligado Nacional brasileiro e, portanto, as usinas que prestam este serviço não são remuneradas.

A valoração deste serviço ancilar depende da tipologia da matriz de geração e do comportamento da carga. No caso dos EUA, onde há predomínio de uso de geração térmica para seu fornecimento, o *National Energy Technology Laboratory* realizou detalhado estudo sobre os custos do uso de usinas térmicas para compensação da flutuação de geração das fontes renováveis. O estudo apontou que reduzir rapidamente e, em seguida, aumentar a geração térmica para acompanhar a geração renovável exige que as unidades operem de forma não otimizada. O funcionamento da planta é prejudicado e o equipamento de controle de qualidade do ar é impactado negativamente levando a aumento das emissões (Black, 2012).

No caso de uma matriz predominantemente hidrelétrica, como no caso brasileiro, esse custo está dividido entre aumento de manutenções dos equipamentos e perda de produtividade das máquinas, em função de deterioração do ponto de operação. A redução de produtividade se traduz em um volume adicional de água para produção de energia. O presente trabalho apresenta uma metodologia para estimar o volume de água adicional necessário para prestar o serviço ancilar de modulação de carga pelas usinas hidrelétricas através da variação horária de produção. Neste contexto, a proposta do presente estudo é avaliar o custo de oportunidade de usinas hidrelétricas em cascata, pois estas poderiam ser mais produtivas caso fosse considerada uma meta de produção em termos de média diária.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

O problema avaliado é pertinente no processo de programação diária energética para o dia seguinte de usinas hidrelétricas de sistemas elétricos, o qual é coordenado por um operador centralizado. Este operador, a partir de previsões de carga, de geração intermitente e de condições operativas, bem como de resultados de modelos de otimização, toma a decisão sobre o ponto de operação e os preços da energia de todo o sistema (Finardi & Scuzziato, 2013).

Para o operador centralizado, a programação de geração de uma usina hidrelétrica pode ser interpretada matematicamente como um subconjunto de equações e restrições dentro de um conjunto mais amplo de componentes de um sistema, cujo objetivo é minimizar o custo esperado total de operação. Sob o ponto de vista do agente gerador, as metas de geração são instruções a serem seguidas, para a qual deve-se escolher o uso mais eficiente possível de seus equipamentos e recursos para atendê-las.

Essa diferença entre as abordagens divide o problema em duas etapas: 1 - A definição das metas de geração das diferentes usinas a partir da otimização da operação do sistema; 2 - A escolha de quais e quantas unidades vão ser utilizadas para cumprir com a meta estabelecida. Este trabalho busca provocar discussões relacionadas principalmente à segunda etapa.

A formulação utilizada - equações (1) a (14) - foi baseada em Scuzziato (2011) e contempla a eficiência da turbina e as perdas hidráulicas, mecânicas e elétricas presentes no processo de produção de energia considerando turbinas individualizadas, bem como os limites máximos e mínimos da curva de colina. As equações foram aplicadas para um sistema teste apresentado por Scuzziato (2011) com quatro usinas em cascata, vazões afluentes e programa de geração predefinidos.

$$Min\ Z = \sum_{H,U,t} A_t^{H,U} Q_t^{H,U} \quad (1)$$

$$V_{t+1}^H = V_t^H + \alpha * \left(I_t^H + \sum_U A_t^{H,U} Q_t^{H,U} + \sum_{H \in \beta} \sum_U A_{t-\tau}^{H,U} Q_{t-\tau}^{H,U} \right) \quad (2)$$

$$D_t^H \leq \sum_U A_t^{H,U} * Pg_t^{H,U} \quad (3)$$

$$Pmin^{H,U} \leq Pg_t^{H,U} \leq Pmax^{H,U} \quad (4)$$

$$Pg_t^{H,U} = Pst_t^{H,U} - Pgg_t^{H,U} - Pmt_t^{H,U} \quad (5)$$

$$Pst_t^{H,U} = \eta * Q_t^{H,U} * HH_t^{H,U} * \rho_t^{H,U} \quad (6)$$

$$Pmt_t^{H,U} = f1\left(Pg_t^{H,U}\right) \quad Pgg_t^{H,U} = f2\left(Pg_t^{H,U}\right) \quad (7)$$

$$HH_t^{H,U} = Up_t^{H,U'} - Down_t^{H,U} - lo_t^{H,U} \quad (8)$$

$$Up_t^{H,U} = f3(V_t^H) \quad (9)$$

$$Down_t^{H,U} = f4(A_t^{H,U} * Q_t^{H,U}) \quad (0)$$

$$lo_t^{H,U} = f5(A_t^{H,U} * Q_t^{H,U}) \quad (11)$$

$$\rho_t^{H,U} = f6(A_t^{H,U} * Q_t^{H,U}, HH_t^{H,U}) \quad (12)$$

$$f7(HH_t^{H,U}) \leq Q_t^{H,U} \leq f8(HH_t^{H,U}) \quad (13)$$

$$A_t^{H,U} = \{0,1\} \quad (14)$$

Sendo:

Z	Função objetivo
$Q_t^{H,U}$	Vazão turbinada em cada unidade em cada etapa
$A_t^{H,U}$	Estado operativo binário da unidade
H	Conjunto de usinas hidrelétricas
U	Conjunto de unidades geradoras
t	Conjunto de passos temporais ou etapas consideradas no problema
α	Termo de conversão de metros cúbicos por segundo para hectômetros por hora
τ	Tempo de viagem entre usinas hidrelétricas
β_r	Conjunto de usinas hidrelétricas localizadas a montante da usina hidrelétrica "r"
V_t^H	Volume do reservatório em cada etapa
D_t^H	Demanda por reservatório em cada etapa
$Pg_t^{H,U}$	Potência líquida gerada por turbina em cada etapa
$Pmin^{H,U}$	Limite mínimo de potência da turbina
$Pmax^{H,U}$	Limite máximo de potência da turbina
$Pst_t^{H,U}$	Potência bruta gerada pela turbina em cada etapa
$Pgg_t^{H,U}$	Perdas elétricas do gerador em cada etapa
$Pmt_t^{H,U}$	Perdas mecânicas do gerador em cada etapa
$HH_t^{H,U}$	Queda hidráulica líquida por etapa
$Up_t^{H,U}$	Nível montante em cada etapa
$Down_t^{H,U}$	Nível jusante em cada etapa
$lo_t^{H,U}$	Perdas hidráulicas e mecânicas em cada etapa
$\rho_t^{H,U}$	Eficiência da turbina em cada etapa
η	Constante que depende da gravidade e densidade da água [kg m^{-2} s^{-2}]
f1 - f8	Funções definidas em Scuzziato (2011)

A função objetivo - Equação 1 - é a minimização das vazões turbinadas das usinas. Trata-se de uma escolha de busca de uma maior eficiência para as usinas, principalmente, pela definição do número de máquina por passo temporal. A Equação 2 trata do balanço de massa dos reservatórios. A Equação

3 é o balanço de energia, na qual é garantido o atendimento da meta de geração. A Equação 4 trata dos limites máximos e mínimos operativos do gerador. Por sua vez, a Equação 5 e a Equação 7 representam as perdas mecânicas e elétricas do gerador. A Equação 6 relaciona a potência mecânica de saída da turbina com o rendimento da turbina e com a queda líquida. A Equação 8 trata da transformação da queda bruta para a queda líquida. A Equação 9 e a Equação 10 são os polinômios de montante e de jusante, respectivamente. A Equação 11 representa a estimativa de perdas hidráulicas. A Equação 12 representa a curva de rendimento hidráulico da turbina, também conhecida como "Curva Colina". A Equação 13 define os limites máximos e mínimos para a vazão turbinada. Por fim, a Equação 14 é a restrição de integridade do acionamento das turbinas.

Conforme pode-se observar, o problema (1) a (14) é de natureza não linear com variáveis inteiras e contínuas. Nesse sentido, é utilizada uma estratégia de solução baseada em uma Heurística Construtiva para sua resolução, a qual está descrita em (KAZAY, 2022,). Para aplicar essa metodologia, relaxa-se a restrição de integridade aplicada à variável A, a qual passa de uma variável binária para uma variável contínua. Essa nova variável é representada pela letra "a". A variável indica se a unidade está em operação ou parada, com um limite superior de 1 e um limite inferior de 0. Essa consideração impacta basicamente duas variáveis: a vazão turbinada (Q) e a potência líquida gerada (Pg). O problema proposto foi avaliado através do programa computacional GAMS.

Para estimar o volume de água adicional necessário para prestar o serviço ancilar, foram definidos dois casos para o problema: considerando as restrições de atendimento horário da demanda; ou permitindo um atendimento total diário. Essa modificação se traduz pelas equações 3a e 3b.

$$D_t^H \leq \sum_U A_t^{H,U} * Pg_t^{H,U} \quad (3a)$$

$$\sum_t D_t^H \leq \sum_{U,t} A_t^{H,U} * Pg_t^{H,U} \quad (3b)$$

O impacto da variação da curva de geração na produtividade da usina pode ser estimado pela equação a seguir, a qual representa o percentual do volume de água gasto a mais para gerar a energia requerida em função da modulação de carga.

$$Mod = 1 - \frac{FO_a}{FO_b} \quad (15)$$

Sendo:

Mod	Índice que representa o custo da modulação de carga
FO_a	Valor da FO sem a restrição horária
FO_b	Valor da FO com a restrição horária

3. RESULTADOS

A avaliação do volume de água adicional necessário para prestar o serviço ancilar foi realizada para 11 casos, cada qual representando uma meta de geração. O caso original de Scuzziato (2011) é representado como o caso 100%, onde a meta de geração é multiplicada por 1. Os casos abaixo de 100%, representam uma meta de geração mais baixa e os casos acima de 100% representam demandas mais altas. Na Figura 1 são apresentados os valores da Função Objetivo (FO) para cada um dos casos.

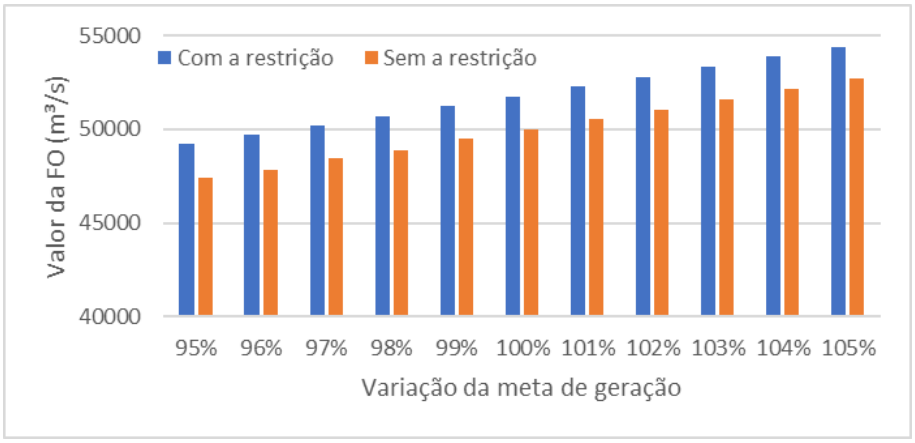


Figura 1 – Valores da Função Objetivo com a restrição horária (equação 3a) e sem a restrição horária (equação 3b).

Pela observação da figura, percebe-se que os valores das FO foram menores quando considerada a equação 3a, com a restrição horária. Isso significa que, no caso estudado, a modulação da geração impacta em uma redução da eficiência das usinas da cascata. Os valores do indicador Mod estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de Mod para cada caso

Caso	Mod
95%	3.6%
96%	3.8%
97%	3.5%
98%	3.7%

Caso	Mod
99%	3.4%
100%	3.3%
101%	3.2%
102%	3.3%

Caso	Mod
103%	3.2%
104%	3.2%
105%	3.2%

Percebe-se que há uma diferença de cerca de 3% de volume turbinado adicional em função da necessidade de cumprimento da restrição horária. Nesse sentido, a restrição reduz a eficiência da cascata. Essa redução está relacionada a um ponto de operação menos eficiente das máquinas.

Essa afirmação é comprovada pelas Figuras 2 a 6, elaboradas para o caso 100%, apresentadas abaixo, onde estão comparados os 24 pontos de operação nas curvas colinas das 4 usinas estudadas referentes aos 24 passos temporais considerados. Os pontos vermelhos representam o caso com a restrição horária, enquanto os pontos verdes representam o caso com a restrição diária. Há de se destacar que para a usina H4 são apresentados dois gráficos, pois a usina conta com dois grupos geradores com curvas colina distintas.

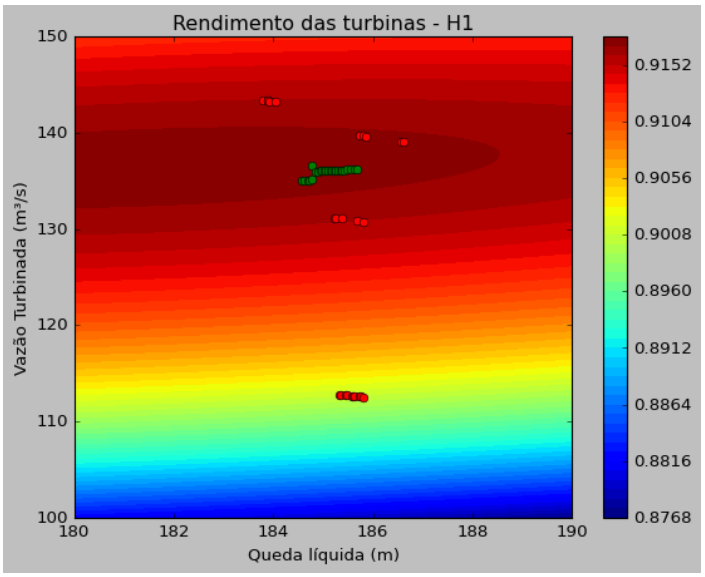


Figura 2 – Pontos de operação e rendimento das turbinas da usina H1

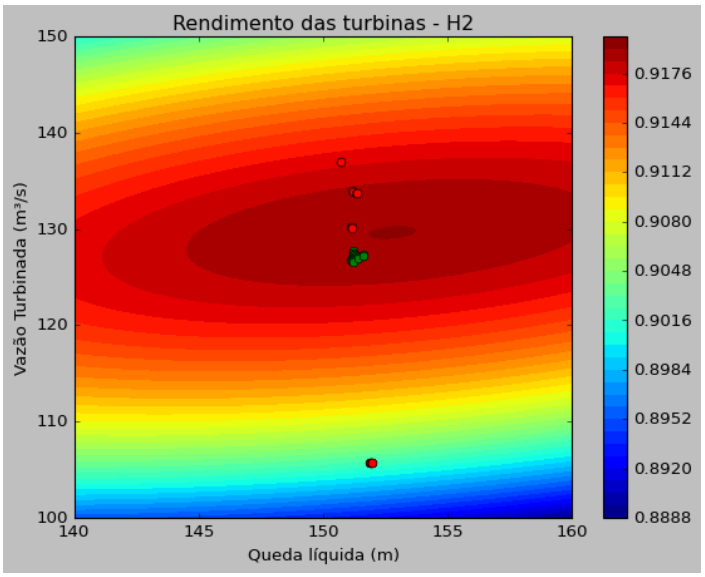


Figura 3 – Pontos de operação e rendimento das turbinas da usina H2

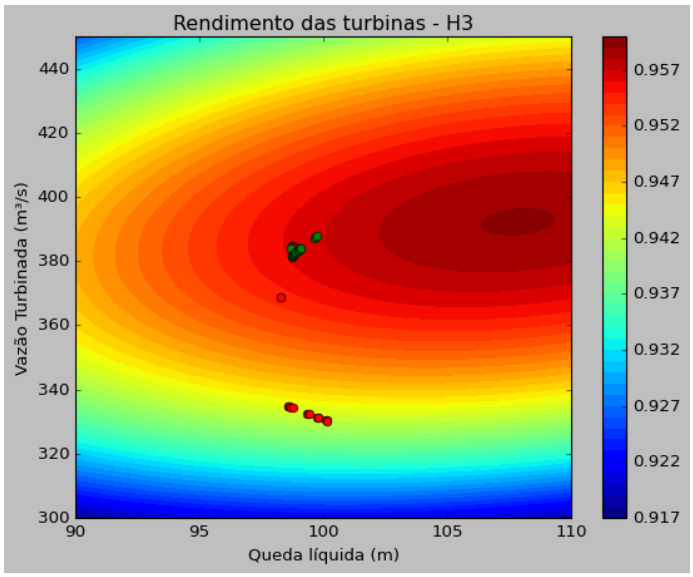


Figura 4 – Pontos de operação e rendimento das turbinas da usina H3

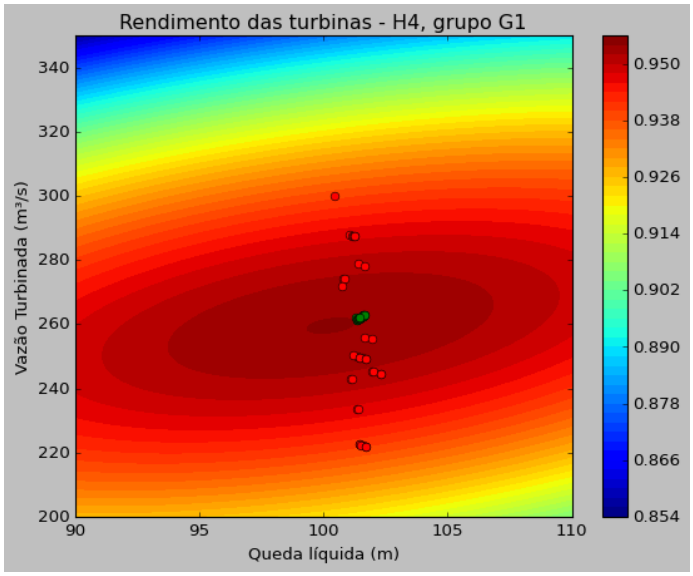


Figura 5 – Pontos de operação e rendimento das turbinas da usina H4, Grupo G1

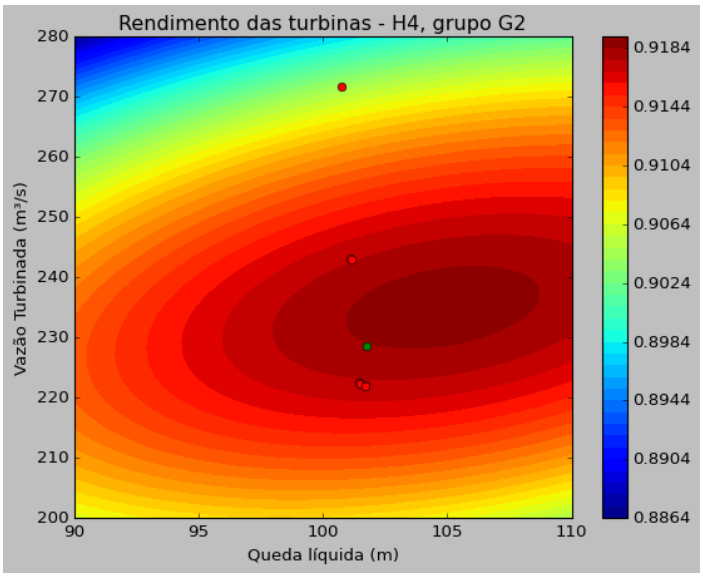


Figura 6 – Pontos de operação e rendimento das turbinas da usina H4, Grupo G2

Pela observação das figuras, fica evidente que a redução da vazão necessária para cumprir com a meta de geração no caso diário está associada a um ponto de operação mais eficiente das turbinas. Em todos os gráficos, os pontos verdes referentes ao caso com a restrição diária estiveram em faixas de operação com rendimentos mais altos das turbinas.

A Tabela 2 destaca uma particularidade deste caso de estudo, ao apresentar os valores do índice Mod por usina.

Tabela 2 – Valores de Mod para cada usina no caso base (100%)

Caso	Mod
H1	2.7%
H2	2.7%
H3	3.2%
H4	3.9%

Na tabela, percebe-se que a quarta usina (H4) é a mais afetada. O motivo dessa redução está associado, principalmente a menor necessidade de acionamento do segundo grupo gerador da usina H4, o qual é menos eficiente

neste ponto de operação. Analisando os resultados da simulação, percebe-se que o segundo grupo da H4 foi acionado apenas uma vez com apenas 1 turbina nas 24 horas. No caso horário, o grupo foi acionado em 3 horas com uma turbina e em 6 horas com duas turbinas.

4. CONCLUSÕES

Através da análise dos resultados, foi verificado que os volumes de água necessários foram menores sem as restrições horárias, o que indica que, neste caso, a modulação da geração impacta em uma redução da eficiência nos pontos de operação estudados. No caso estudado, a redução de eficiência esteve vinculada a dois fatores: 1) redução do rendimento das turbinas em todas as usinas da cascata; 2) necessidade de acionamento mais vezes de um grupo de turbinas menos eficiente nos pontos de operação do problema na usina H4.

Cabe ser pontuado que, sob o ponto de vista do sistema, a solução considerando a modulação diária pode não ser a melhor solução. No entanto, o objetivo do presente trabalho foi considerado atendido, visto que ele evidencia que existem custos de oportunidade associados ao atendimento horário das metas definidas. O método proposto no presente trabalho se mostrou capaz de estimar parte dos impactos negativos das usinas de modular sua produção de forma horária. O trabalho não avaliou outros impactos para as usinas da cascata como, por exemplo, o aumento do desgaste dos equipamentos. Os resultados podem ser utilizados como insumo para o debate sobre o custo de prestação desses serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Black, Jim. (2012) Impact of load following on power plant cost and performance. Final Report National Energy Technology Laboratory. 2012. Disponível em:

http://www.edleaver.com/Archives/2013/06/pdf/ImpactOfLoadFollowingOnPowerPlantCostAndPerformance_FR_Rev1_20121010.pdf

Acesso em: 18/04/2022.

Favoreto, R. S. Os Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional do Brasil comparativamente com outros sistemas. Trabalho de Conclusão de Curso (MBA). Fundação Getúlio Vargas / União Dinâmica de Faculdades Cataratas. Foz do Iguaçu. Brasil. 2019.

Finardi, E. C.; Scuzziato, M. R. Hydro unit commitment and loading problem for day ahead operation planning problem, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 44: 7–16. 2013.

Kazay, D. F. Modelo para otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata com a consideração das incertezas hidrológicas. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Foz do Iguaçu. Brasil. 2022 (No prelo).

Kirby, Brendan. Ancillary Services: Technical and Commercial Insights. Wartsila, julho, 2007. Disponível em: http://www.consultkirby.com/files/Ancillary_Services__Technical_And_Commercial_Insights_EXT_.pdf. Acesso em: 18/04/2022.

Scuzziato, M. R. Proposta de um modelo para alocação de unidades hidrelétricas em cascata, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil. 2011.

ANÁLISE DA PERFORMANCE DE DIFERENTES TECNOLOGIAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM DIFERENTES MESSOREGIÕES NO PARANÁ

Bruno Yoshiake Nakahata[1]; Jair Urbanetz Junior[1]

[1]*Universidade Federal Tecnológica do Paraná*

RESUMO

Este trabalho possui como objetivo realizar a análise sobre qual das tecnologias de módulo fotovoltaico apresenta o melhor desempenho para seis diferentes messoregiões do estado do Paraná, que é uma característica importante no desenvolvimento do projeto de um sistema fotovoltaico para garantir o melhor aproveitamento do potencial solar. As tecnologias analisadas são a de silício monocristalino (m-Si), de silício policristalino (p-Si), de telureto de cádmio (CdTe) e de disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Foi estudado a performance de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) criados através de um projeto de P&D ANEEL – COPEL – UTFPR, e instalados nas dependências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), nos campuses Campo Mourão (CM), Cornélio Procópio (CP), Curitiba (CT), Medianeira (MD), Pato Branco (PB) e Ponta Grossa (PG). O período analisado foi desde o começo de operação de cada sistema, entre outubro de 2019 e janeiro de 2020, até abril de 2022. A performance dos sistemas foi obtida através dos índices de mérito: Fator de Capacidade, Produtividade e Taxa de Desempenho. Para a maioria das mesorregiões, as tecnologias de filmes finos, em particular o CdTe, apresentaram a melhor performance, enquanto que a o p-Si apresentou a pior.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Análise de Performance, Índices de Mérito.

ABSTRACT

This work aims to analyze which of the photovoltaic module technologies presents the best performance for six different mesoregions of the state of

Paraná, which is an important feature in the development of a photovoltaic system project to ensure the best use of the solar potential. The technologies analyzed are monocrystalline silicon (m-Si), polycrystalline silicon (p-Si), cadmium telluride (CdTe) and copper, indium and gallium diselenide (CIGS). The studied Photovoltaic Systems Connected to the Grid (SFVCR) were created through a R&D project ANEEL – COPEL – UTFPR, and installed on the premises of the Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), at Campo Mourão (CM), Cornélio Procópio (CP), Curitiba (CT), Medianeira (MD), Pato Branco (PB) and Ponta Grossa (PG). The period analyzed was from the beginning of operation of each system, between October 2019 and January 2020, until April 2022. The performance of the systems was obtained through the merit indices: Capacity, Final Yield and Performance Ratio. For most mesoregions, thin film technologies, in particular CdTe, presented better performance, while p-Si presented the worst.
Keywords: Solar Photovoltaic Energy, Performance Analysis, Performance Metrics.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente existe uma crescente demanda por energia elétrica e preocupações pela preservação do meio ambiente que vem levado a maior utilização de fontes de energia renováveis, sendo que a geração fotovoltaica se destaca entre elas (REN21, 2021). Esta forma de geração de energia pode ser centralizada ou distribuída, tendo como exemplo grandes usinas fotovoltaicas e Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFVCR) integrados em telhados, respectivamente (Pereira et al., 2017).

Para se garantir a viabilidade econômica e energética do sistema é importante levar em consideração diversos fatores na hora de desenvolver o projeto, incluindo a eficiência de conversão da tecnologia de célula fotovoltaica a ser utilizada e as características geográficas onde ele será instalado como, por exemplo, os seus índices de irradiação, e as características da instalação (Pinho e Galdino, 2014).

O Laboratório de Energia Solar (LABENS) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), trabalhando em parceria com a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), foi responsável por projetar e idealizar as Estações de Pesquisa em Energia Solar (EPESOL) que foram instaladas em seis municípios do estado do Paraná, nos campuses da própria UTFPR CM, CP, CT, MD, PB e PG, com o objetivo de analisar a distribuição espacial da radiação solar e a performance de sistemas fotovoltaicos utilizando às tecnologias de m-Si, p-Si, CdTe e CIGS nas diferentes messoregiões. Sendo assim, este artigo tem por objetivo realizar a análise do comportamento dos SFVCR das EPESOL, a partir do começo de sua operação até abril de 2022, levando em consideração os meses com dados válidos, para poder comparar a performance das diferentes tecnologias em diferentes mesorregiões, utilizando os índices de mérito.

2. METODOLOGIA

Na Figura 1 (LABENS, 2020) estão todas as EPESOL, sendo possível perceber os quatro SFVCR com tecnologias distintas, assim como uma estação solarimétrica, que pode ser padrão SONDA - Sistema de Organização de Dados Ambientais ou uma estação solarimétrica padrão LABENS, que é uma evolução da estação solarimétrica padrão EPE - Empresa de Pesquisa Energética. A EPESOL de Curitiba é a única que possui ambas as estações, por ser o local onde à equipe do LABENS se encontra, o que permite o fácil acesso às instalações de uma planta que possui todos os equipamentos do projeto.

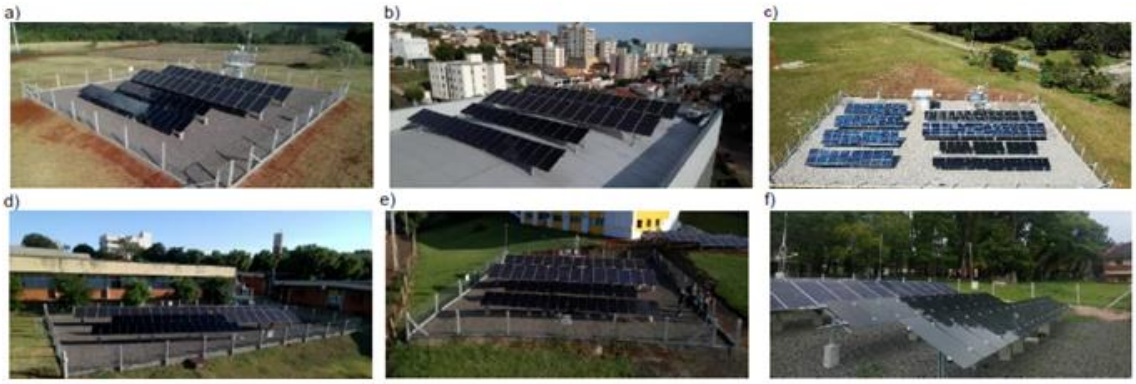


Figura 1 – Vista dos campuses onde estão localizadas as EPESOL: a) Campo Mourão; b) Cornélio Procópio; c) Curitiba; d) Medianeira; e) Pato Branco; f) Ponta Grosa

A Tabela 1 (Autoria Própria, 2022) apresenta coordenadas geográficas das EPESOL, assim como sua respectiva estação solarimétrica. Os SFVCR seguem as condições ótimas de instalação, estando os módulos fotovoltaicos orientados para o norte geográfico e com uma inclinação igual a latitude do local. Porém, o sistema de Cornélio Procópio é a única exceção, pois possui um desvio azimutal de 12º oeste, por seguir o posicionamento da cobertura do bloco da universidade no qual está instalado.

Tabela 1 – Coordenadas geográficas das EPESOL

Mesorregião	Campus	Latitude	Longitude	Estação
Centro Ocidental	CP	24,06º S	52,38º O	SONDA
Norte Pioneiro	CP	23,19 º S	50,66 º O	LABENS
Metropolitana de Curitiba	CT	25,50 º S	49,31 º O	SONDA/LABENS
Oeste	MD	25,30 º S	54,11 º O	SONDA
Sudoeste	PB	26,20 º S	52,69 º O	LABENS
Centro Oriental	PG	25,05 º S	50,19 º O	LABENS

2.1 Tecnologias Utilizadas

Os SFVCR estudados são de quatro tecnologias distintas: m-Si, p-Si, CdTe e CIGS. No total, eles possuem 13,1 kWp e na Tabela 2 (Autoria Própria, 2022) estão apresentados a potência individual, os coeficientes de temperatura e eficiências de cada sistema.

Tabela 2 – Potências instaladas e eficiência do módulo de cada tecnologia.

Tecnologias		Potência Nominal Instalada	Coeficiente de Temperatura	Eficiência do Módulo
Cristalino	m-Si	5,11 kWp	-0,39 %/ºC	18,8 %
	p-Si	4,69 kWp	-0,40 %/ºC	17,2 %
Filmes Finos	CdTe	1,53 kWp	-0,25 %/ºC	11,8 %
	CIGS	1,68 kWp	-0,32 %/ºC	14,9 %

2.2 Aquisição e Tratamento de Dados de Irradiação

Foram utilizados piranômetros da marca *Kipp & Zonen*, modelo CMP10 de padrão secundário e modelo CMP6 padrão primeira classe, para as estações SONDA e LABENS, respectivamente. Os piranômetros medem a irradiação global horizontal, difusa, direta normal e no plano inclinado na mesma orientação e inclinação que a EPESOL, exceto os piranômetros de CP, que estão orientados ao norte geográfico e, portanto, foi utilizado os dados de irradiação no plano horizontal e o *software* Radiasol, criado pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), para calcular a irradiação no plano inclinado na mesma orientação que os módulos.

As medidas dos piranômetros são feitas a cada minuto, e depois integrados para obter a irradiação diária, tanto a global horizontal quanto a no plano inclinado na latitude. Depois é realizado a média destes valores para obter a irradiação média diária mensal.

Nos dias em que os dados fornecidos estavam incompletos por algum motivo, se obteve os dados de irradiação global horizontal através da Estação Meteorológica Automática (EMA) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) mais próxima, e para obter o valor da irradiação no plano inclinado foi-se utilizado o software Radiasol. Caso os dados da EMA também possuírem problemas, foi utilizado os dados da seguinte EMA mais próxima, e assim por diante. Para a EPESOL de CT, que possui as duas estações, foi utilizado primeiramente os dados obtidos da estação padrão SONDA e caso eles apresentarem problemas foi utilizado os dados da estação LABENS e caso esta também tivesse apresentado problemas foi utilizado a mesma metodologia de tratamento das outras EPESOL.

2.3 Aquisição e Tratamento de Dados de Energia Elétrica Gerada

Os dados da energia elétrica gerada são obtidos pela memória de massa dos inversores instalados sob os painéis fotovoltaicos. Os inversores são da marca NHS Solar, sendo que os SFVCR de m-Si e o de p-Si possuem dois

inversores de 3 kW em cada painel e os sistemas de CIGS e CdTe possuem apenas um inversor de 1,5 kW em cada sistema.

Estes dados são acumulados, sendo o valor de energia gerada a cada minuto somado ao valor anterior, sendo possível obter a geração mensal de energia subtraindo o último valor obtido de determinado mês pelo primeiro valor do mesmo mês. Como não é possível recuperar dados perdidos, caso haja problemas consecutivos que impedem o inversor de fornecer os dados de energia gerada em determinado mês, este foi descartado da análise.

É importante destacar o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), que é a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do sistema fotovoltaico. Ele é importante pois um inversor que trabalha sobrecarregado limita a energia gerada pelo SFVCR durante os períodos de maior irradiação para a potência nominal do inversor ao invés da potência nominal do sistema, afetando as performances nos 3 índices de mérito.

O FDI para o sistema de m-Si é de 1,17, do p-Si é de 1,28, do CdTe é de 0,98 e o do CIGS é de 0,89. Os inversores dos sistemas de silício cristalino trabalham subcarregados, enquanto que os dos sistemas de filmes finos trabalham sobrecarregados. O impacto do FDI na performance não foi analisado.

2.4 Índices de Mérito

Para analisar a performance de um sistema sem ter que considerar as condições do ambiente em que está instalado, são utilizados os índices de mérito, o Fator de Capacidade (FC), a Produtividade ou *Final Yield* (YF) e a Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* (PR) (Zilles *et al*., 2012).

O Fator de Capacidade permite avaliar a capacidade real de geração de energia elétrica em função da capacidade que o sistema seria capaz de gerar em condições ideais, 24 horas por dia em determinado período de tempo, normalmente um ano (Benedito, 2009). Este índice é calculado de acordo com a Equação e é expresso em percentagem.

$$FC = \frac{Energia\ gerada\ [kWh]}{Potência\ nominal\ [kWp] * 24\ [h] * dias} \quad (2)$$

A Produtividade estabelece a produção de energia elétrica em função de cada 1 kWp de potência nominal instalada no sistema. Se espera que um sistema tenha produtividade elevada caso ele esteja instalado nas condições ideais e que ele sofra pouca interferência de fatores externos, como a sujeira ou temperatura (Tiepolo *et al*., 2017). Ele pode ser obtido através da Equação 3 e é expresso em kWh/kWp.

$$YF = \frac{Energia\ gerada\ [kWh]}{Potência\ nominal\ [kWp]} \quad (3)$$

A Taxa de Desempenho expressa o percentual da energia solar disponível na superfície do painel que será convertida em energia elétrica. Ele considera perdas que nem sempre são mensuráveis, como as provenientes da temperatura, sujidade, sombreamento, falha de operação do sistema, eficiência do inversor, entre outros (Tiepolo *et al*., 2017). Ele é calculado pela Equação 4 e é expresso em percentagem.

$$PR = \frac{YF}{Irradiação\ [kWh/m^2]\ /\ 1\ [kWh/m^2]} \quad (4)$$

3. RESULTADOS

3.1 Campus Curitiba - CT

A EPESOL apresentou uma grande quantidade de falhas no envio de dados no mês de setembro de 2020 e, portanto, este mês foi desconsiderado. Em fevereiro de 2020 foi necessário trocar um dos módulos da tecnologia CIGS, o que levou o sistema a ter uma queda de desempenho neste mês e durante três dias de outubro de 2020 houveram problemas com a geração do m-Si. A Figura 2 (Autoria Própria, 2022) apresenta os dados de energia elétrica gerada por

tecnologia e a irradiação média, e os resultados obtidos para o Fator de Capacidade, Produtividade e Taxa de Desempenho.

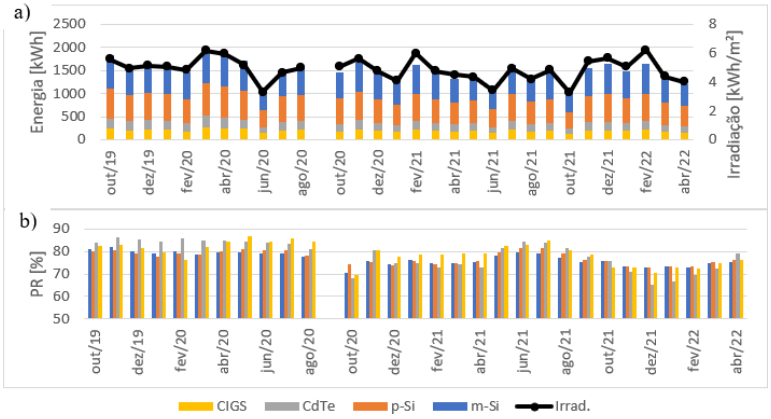


Figura 2 – a) Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica; b) Taxa de Desempenho para CT

É possível perceber que o desempenho do m-Si se torna inferior ao do p-Si para os 3 índices durante os meses de outono e inverno. Isto pode ser explicado pelo fato de neste período o painel de p-Si acabar gerando um sombreamento parcial do painel de m-Si no início do dia, por um período de aproximadamente 30 minutos.

3.2 Campus Campo Mourão – CM

Neste campus houveram problemas na geração de energia de 23 de dezembro de 2021 até 20 de janeiro de 2022, sendo estes meses desconsiderados. Também houveram problemas em cinco dias de setembro e quatro dias de outubro de 2020, em um dia de agosto e dois dias de setembro de 2021 e 3 dias de março e dois dias de abril de 2022. Na Figura 3 (Autoria Própria, 2022) apresentada a média da irradiação no plano inclinado e da energia elétrica gerada e a Taxa de Desempenho para CM.

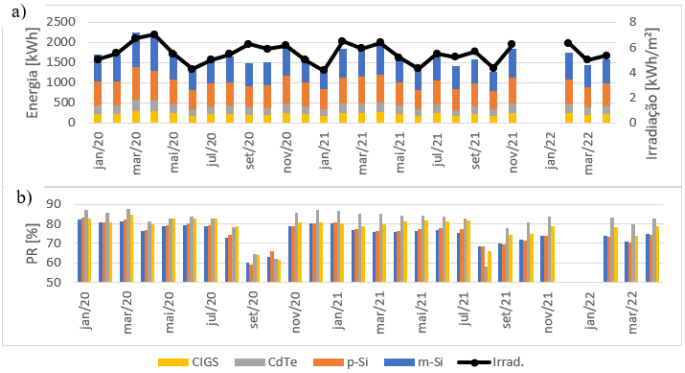


Figura 3 – a) Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica; b) Taxa de Desempenho para CM

3.3 Campus Cornélio Procópio – CP

Neste câmpus houve problemas de vistoria junto à COPEL, resultando na suspensão da operação dos SFVCR de 09/12/2019 até 27/02/2020 e, portanto, estes meses foram desconsiderados. Na Figura 4 (Autoria Própria, 2022) é apresentada a média da irradiação no plano inclinado e da energia elétrica gerada e a Taxa de Desempenho para CP.

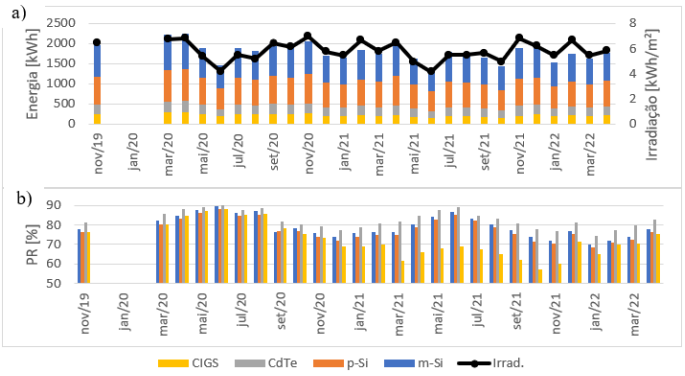


Figura 4 – a) Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica; b) Taxa de Desempenho para CP

3.4 Campus Medianeira – MD

Houveram quatro dias nos quais houveram problemas com a geração do CIGS e do m-Si em outubro de 2020 e em um dia para o CdTe e o CIGS em abril de 2021. A Figura 5 (Autoria Própria, 2022) apresenta os dados para MD.

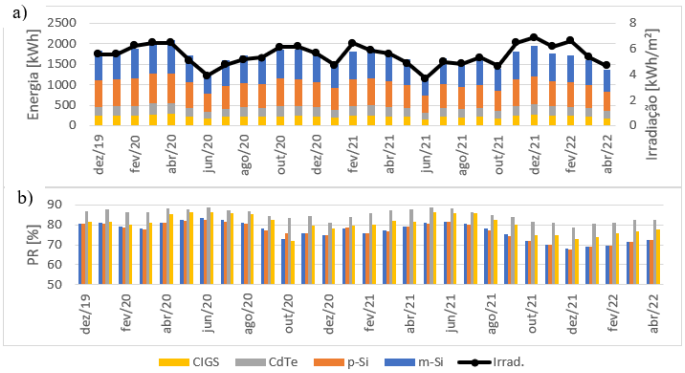


Figura 5 – a) Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica; b) Taxa de Desempenho para MD

3.5 Campus Pato Branco – PB

Devido a problemas de comunicação com o inversor entre junho a setembro de 2020 e fevereiro a setembro de 2021, estes meses foram desconsiderados. Também houveram problemas com geração de energia elétrica do CIGS em outubro e novembro de 2020, e em três dias de abril de 2022 para todas as tecnologias exceto a de m-Si. A Figura 6 (Autoria Própria, 2022) apresenta os dados para PB.

Figura 6 – a) Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica; b) Taxa de Desempenho para PB

3.6 Campus Ponta Grossa – PG

Houveram problemas na geração em quatro dias de setembro, em cinco dias de outubro e cinco dias de novembro de 2020. Na Figura 7 (Autoria Própria, 2022) são apresentados os dados para PG.

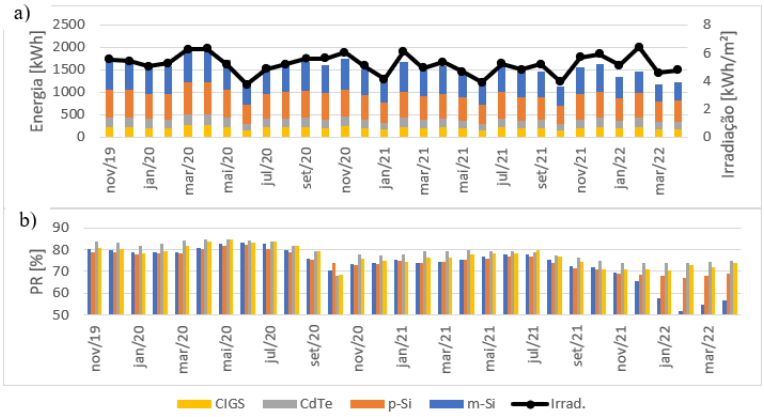


Figura 7 – a) Irradiação média diária no plano inclinado e energia elétrica; b) Taxa de Desempenho para PG

3.7 Resumo

Na Tabela 3 (Autoria Própria, 2022) a seguir estão as médias dos valores obtidos, levando em consideração apenas os meses com dados válidos, para os índices de mérito de os campuses.

Tabela 3 – Resultados dos índices de mérito para todos os campuses

EPESOL	Índice	m-Si	p-Si	CdTe	CIGS
CT	FC	15,86	15,91	16,32	16,37
	YF	115,87	116,25	119,28	119,65
	PR	77,46	77,77	79,77	79,98
CM	FC	17,12	17,14	18,79	17,92
	YF	123,10	123,31	135,03	128,82
	PR	74,25	74,37	81,43	77,66
CP	FC	20,00	19,59	20,86	18,94
	YF	144,91	141,92	151,14	137,17

	PR	78,60	76,99	81,95	74,16
MD	FC	17,57	17,54	19,45	18,40
	YF	128,17	127,89	141,78	134,20
	PR	76,93	76,75	84,92	80,54
PB	FC	18,19	18,00	18,73	18,00
	YF	132,84	131,44	136,72	131,37
	PR	75,74	74,97	77,98	74,85
PG	FC	15,87	16,15	17,03	16,65
	YF	115,75	117,74	124,08	121,29
	PR	73,62	74,83	78,83	77,04

4. CONCLUSÕES

A quantidade de energia gerada por cada tecnologia é proporcional a sua potência nominal instalada, sendo de forma decrescente m-Si, p-Si, CIGS e CdTe, e o total de energia gerada no mês relacionada a irradiação no plano do painel fotovoltaico existente no local.

As EPESOL que apresentaram as melhores médias de irradiação no plano inclinado foram, em ordem decrescente, CM, PB, CP, MD, PG e CT.

Nos três índices de méritos os módulos de filmes finos apresentaram médias superiores. As tecnologias que apresentaram a melhor performance nos três índices de mérito, em ordem decrescente e considerando a média da performance em todos os campuses, foram: CdTe, CIGS, m-Si e p-Si.

Em relação aos índices de mérito, as EPESOL que apresentaram melhor performance para o Fator de Capacidade e a Produtividade, levando em consideração as quatro tecnologias, foram, em ordem decrescente, CM, MD, PB, CP, PG e CT. Para a Taxa de Desempenho, a ordem decrescente foi MD, CT, CM, CP, PG e PB.

É possível perceber o impacto do FDI quando se considera a performance no campus CT, que é o campus que possui os menores valores de irradiação, sendo assim o menos afetado pelo FDI, e que é o único campus em que a performance do CIGS é superior à do CdTe.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENEDITO, R. S. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório, Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

LABENS. EPESOL, 2020. Fotografia.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2 eds., INPE, São José dos Campos, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 1 ed., CEPEL/CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

REN21, 2021. Renewables 2021 Global Status Report, Paris.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JUNIOR, J.; PEREIRA, S. V.; GONÇALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S.; ALVEZ, A. R. Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná. 1 ed. Curitiba: UTFPR, 2017.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, 1 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ANÁLISE DA SIMULTANEIDADE DE CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL E COMERCIAL COM A DISPONIBILIDADE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

César Lédio de Alencar Filho[1]; Cassio Tersandro de Castro Andrade[2]

[1]Universidade Federal do Ceará; [2]Universidade de Fortaleza

RESUMO

A análise do comportamento da curva de carga das diferentes classes de consumidores se faz importante em um momento em que as possibilidades de geração distribuída se tornam disponíveis e o país se encontra na iminência de um mercado livre varejista. Este trabalho apresenta uma análise do comportamento das curvas de cargas de consumidores residenciais e comerciais em baixa tensão no estado do Ceará a partir de medições amostrais e da utilização de ferramentas de big data. O resultado do tratamento e organização destes dados é apresentado com o objetivo de caracterizar os perfis de utilização de energia elétrica desses consumidores e, como subproduto inicial, calcula-se a simultaneidade entre o consumo de energia e o perfil de geração fotovoltaica, determinando-se os percentuais de coincidência entre utilização e geração de energia a partir da análise dos horários em que a geração de energia solar é coincidente com o consumo diário para a cada classe de consumidores.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Curvas de Carga; Simultaneidade; Power BI; Big Data.

ABSTRACT

The analysis of the behavior of the load curve of the different classes of consumers is important at a time when the possibilities of distributed generation become available and the country is on the verge of a free retail market. This work presents an analysis of the behavior of the load curves of low voltage residential and commercial consumers in the state of Ceará, based on sample measurements and the use of big data tools. The result of the treatment and

organization of these data is presented with the objective of characterizing the profiles of electric energy use of these consumers and, as an initial by-product, the simultaneity between energy consumption and the photovoltaic generation profile is calculated, determining the percentages of coincidence between use and generation of energy from the analysis of the times in which the generation of solar energy coincides with the daily consumption for each class of consumers.
Keywords: Distributed Generation; Load Curves; Simultaneity; Power BI; Big Data.

1. INTRODUÇÃO

O planejamento energético é uma ferramenta essencial na definição de investimentos no setor, possibilitando a antecipação problemas se suprimento a partir de previsões de demanda. No Brasil, esses estudos são realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2020), estudos esses que subsidiam as diretrizes da política energética elaborada pelo Governo Federal. Para a realização desses estudos, faz-se necessário conhecer o comportamento de cada classe de consumidor de energia e, no caso do consumidor de energia elétrica, essas classes são definidas conforme a Resolução Normativa Aneel n. 1000/2021 e são divididas em: Residencial; Industrial; Comércio; serviços e outras atividades; Rural; Poder Público; Serviços Públicos e Consumo Próprio (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021). O comportamento dessas classes de consumidores é medido por sua demanda e consumo energético e a curva de carga representa o comportamento conjunto dessas variáveis, daí a importância do levantamento preciso desta característica.

Além disso, o comportamento da geração de energia elétrica também é uma variável importante no planejamento do setor elétrico e a Geração Distribuída (GD) surge como uma alternativa importante para o suprimento de demanda. A Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor elétrico, regula a Geração Distribuída através da Resolução Normativa

Nº 687/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015), que teve alguns tópicos atualizados através da Lei nº 14300/2022 (Brasil, 2022).

Neste trabalho, será apresentada uma análise do comportamento das curvas de cargas de consumidores residenciais e comerciais em baixa tensão no estado do Ceará a partir de medições reais obtidas da Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL e da utilização de ferramentas de big data. Será apresentado o resultado do tratamento e organização desses dados com o objetivo de caracterizar os perfis de utilização de energia elétrica dos consumidores residenciais e comerciais do estado do Ceará. A partir dessas informações de curvas de cargas dos consumidores apresenta-se o perfil relacionado à geração solar fotovoltaica, determinando-se os percentuais de coincidência entre utilização e geração de energia, o que auxilia no dimensionamento dos sistemas de geração, entre outras vantagens.

2. DESENVOLVIMENTO

Cada classe de consumidor apresenta uma característica heterogênea da utilização da energia elétrica e, diante disso, foram criadas várias classes de consumo de consumidores que são definidas de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2022). Essa classificação de consumo foi feita para fins de aplicação tarifária, classificando as unidades consumidoras de acordo com a atividade comprovadamente exercida, a finalidade de utilização da energia elétrica e o atendimento aos critérios para enquadramento previstos na legislação. São as seguintes as classes de consumidores: residencial; industrial; comércio, serviços e outras atividades; rural; poder público; iluminação pública; serviço público e consumo próprio.

2.1 Curvas de Carga

O conceito de carga está relacionado coma potência elétrica consumida por determinada unidade consumidora. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -

ANEEL, 2018), no módulo 1 do PRODIST, curva de carga é definida como "Registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período semanal, mensal ou anual". As curvas de carga são uma série de registros de valores de potência medidos por instrumentos de medição adequados em plantas industriais ou em outros tipos de sistemas elétricos, sendo de grande importância para o acompanhamento confiável deles. A curva de carga deve estar sempre associada a um local da instalação onde os dados são obtidos e medidos, por exemplo, o secundário de um transformador, ou entrada de um quadro geral de baixa tensão, ou o ponto de conexão com a distribuidora, ou mesmo na alimentação de um quadro específico de distribuição quando se deseja conhecer algumas características em uma determinada instalação. (O SETOR ELÉTRICO, 2020)

2.2. Geração Distribuída

A geração distribuída pode ser definida como a geração de energia elétrica próxima ou no local do consumo. Essas pequenas usinas geradoras produzem energia para consumo próprio e, caso a geração seja maior que o consumo da unidade consumidora, o cliente recebe um crédito na conta de luz de acordo como modelo do Sistema de Compensação. Os sistemas de geração distribuída mais conhecidos e os que têm tido grande crescimento de mercado nos últimos anos são os sistemas fotovoltaicos, principalmente, os sistemas "*on grid*" ou "*grid tie*" que são os conectados à rede de distribuição da concessionária de energia elétrica local.

A Resolução Normativa ANEEL Nº 687/2015 estabelece que é permitido o uso de qualquer fonte renovável como geração distribuída, além da cogeração qualificada, definindo-se micro geração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts kW e mini geração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A norma ainda estabelece critérios para a utilização da geração distribuída em condomínios, onde a energia produzida pode ser dividida entre os condomínios em

porcentagens definidas pelos consumidores, e a geração compartilhada, a qual possibilita que vários interessados se unam em uma espécie de consórcio ou cooperativa para instalar um sistema de geração distribuída e, assim, poder reduzir a fatura da conta de energia dos membros integrantes dessa associação. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015)

Já em relação aos créditos de energia, a ANEEL diz que a quantidade de energia excedente em determinado mês pode gerar créditos de energia ao consumidor com o intuito de reduzir a fatura nos meses subsequentes, sendo que esses créditos tem uma validade de 60 meses. Além disso, esses créditos podem ser utilizados para abater a fatura de unidades consumidores do mesmo titular, porém, em outro local desde que esteja na mesma área de concessão de uma distribuidora de energia.

Na figura 1, é mostrada a relação entre o comportamento de uma curva de carga de consumidores residenciais em comparação com curva de geração fotovoltaica, sendo possível perceber que existe um intervalo de tempo que a energia gerada é maior que o consumo, abrindo a possibilidade para a geração de créditos de energia. Isso demonstra o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) na geração distribuída. Além disso, ela destaca os períodos em que há coincidência entre geração e consumo de energia (Período Coincidente) e aqueles em que há apenas consumo de energia, sem geração (período não-coincidente).

3. METODOLOGIA

3.1 Dados Amostrais

Nesse trabalho, foram coletados dados de uma campanha de medição realizada pela Daimon Engenharia e Sistemas LTDA (DAIMON ENGENHARIA E SISTEMAS, 2018) que estava à serviço da Enel Ceará, os quais são medições realizadas em determinados períodos de tempo e com uma aleatoriedade de clientes, para gerar as curvas de cargas das unidades consumidoras residenciais e comerciais. O período de tempo que foram retirados os dados para a estimativa

das curvas de cargas desse documento são do início do quinto ciclo de revisão tarifária o qual se iniciou em 2018.

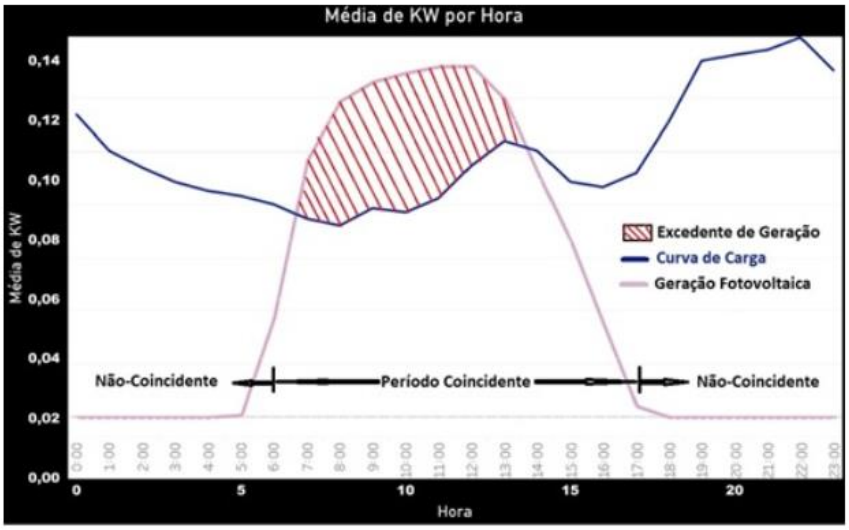


Figura 1 – Curva de carga de consumo e geração fotovoltaica

A seleção das amostras de clientes foi feita baseada na área de concessão da ENEL Ceará, tendo sido adotado o número mínimo de 30 consumidores por critério de precisão e segurança, além disso, o valor máximo do erro amostral é de 20% conforme determina o PRODIST. Os consumidores selecionados foram enquadrados nas faixas de consumo de acordo com as medições referentes ao ano anterior à campanha de medição.

Tabela 1 – Amostra dos consumidores residenciais e comerciais em baixa tensão

Atividade Econômica	Faixa de Consumo	Universo de Consumidores	Amostra Utilizada
Residencial	0-100	1.269.640	101
	100-220	937.120	91
	220-500	241.331	67
	500-1000	40.080	45
	>1000	11.328	33
Comercial	0-500	155.159	97
	500-2000	30.877	60
	2000-5000	8.188	45
	>5000	2.974	29

Para que todos esses dados obtidos nas medições estivessem da maneira adequada para serem geradas as curvas de carga, foi utilizado o software de Business Intelligence (BI), o Microsoft Power BI (Microsoft, 2022). As ferramentas de BI são softwares de big data que fazem o processamento de grande quantidade de dados e dos mais variados tipos, gerando relatórios que podem auxiliar na tomada de decisão nos ambientes empresariais.

3.2 Caracterização dos Consumidores Residenciais e Comerciais

Segundo a seção III, no Art. 176 da Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 na classe residencial enquadram-se as unidades consumidoras com fim residencial, com exceção das seguintes subclasses: residencial; residencial baixa renda; residencial baixa renda indígena; residencial baixa renda quilombola; residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social – BPC; residencial baixa renda multifamiliar. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021)

Já na seção V, no Art. 182 da Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 está a classe Comercial, Serviços e Outras Atividades onde enquadram-se as unidades consumidoras que desenvolvem atividades de prestação de serviços e demais atividades, não contempladas nas demais classes, subdividindo-se em: comercial; serviços de transporte, exceto tração elétrica; serviços de comunicações e telecomunicações; associações e entidades filantrópicas; templos religiosos; administração condominial: instalações de uso coletivo de prédio ou conjunto de edificações, incluindo a iluminação das vias internas; iluminação em vias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração de vias de titularidade da União ou dos Estados; semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito; e outros serviços e atividades. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021)

4. RESULTADOS

4.1 Análise da simultaneidade para consumidores residenciais

A Figura 2 mostra as curvas de cargas dos consumidores residenciais no estado do Ceará nas faixas de consumo de 0-100 kWh, 100-220 kWh, 220-500 kWh, 500-1000 kWh e acima de 1000 kWh.

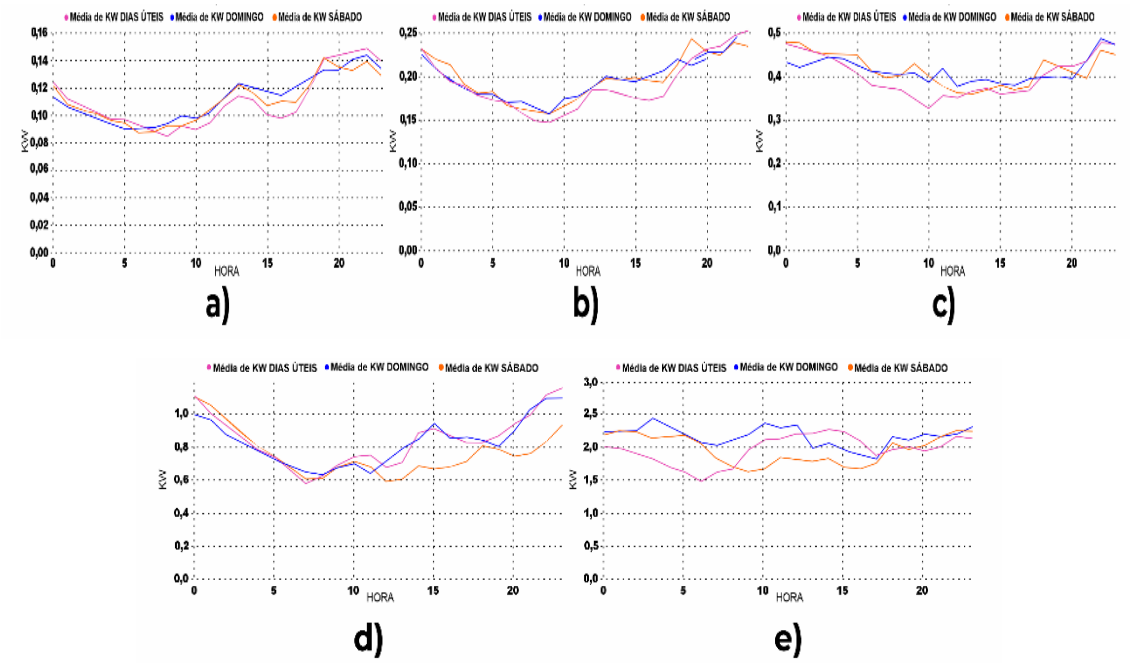


Figura 2 – Curvas de carga da classe residencial no estado do Ceará para faixas de consumo: a) 0-100 kWh, b) 100-220 kWh. c) 220-500 kWh, d) 500-1000 kWh e e) acima de 1000 kWh

A principal característica na curva de carga desse tipo de consumidor é um aumento significativo do consumo na faixa de horário de 18h às 21h devido a população está retornando às suas residências após o dia de trabalho, utilizando mais os aparelhos eletrodomésticos como, por exemplo, televisão, chuveiro elétrico, ventiladores e aparelhos de ar condicionado. Durante o dia, o consumo diminui e a curva permanece mais constante justamente pelo fato da maioria da população estar no seu ambiente de trabalho o que resulta na pouca utilização de aparelhos eletrodomésticos em casa.

A tabela 2 contém um resumo das características dos consumidores residenciais de acordo com o fator de carga e a coincidência da geração

distribuída fotovoltaica com o consumo em cada faixa da classe residencial. No geral, a coincidência de consumo com a GD Fotovoltaica tende a crescer com o aumento da faixa de consumo, levando em consideração a faixa de 0-100 kWh e a acima de 1000 kWh, assim como o Fator de Carga das Unidades Consumidoras.

Tabela 2 – Coincidência da geração fotovoltaica com a curva de consumo e fator de carga dos consumidores residenciais

RESIDENCIAL					
		MENSAL	DIAS ÚTEIS	SÁBADO	DOMINGO
0-100 kWh	Coincidente	45,01%	44,27%	46,42%	47,59%
	Fator de carga	0,7524097	0,74011981	0,7800207	0,77999844
100-220 kWh	Coincidente	44,54%	44,03%	45,29%	46,53%
	Fator de carga	0,7730449	0,755473497	0,813787	0,80450585
220-500 kWh	Coincidente	45,57%	44,97%	46,51%	47,81%
	Fator de carga	0,853436	0,844767253	0,8699359	0,85099881
500-1000 kWh	Coincidente	44,09%	44,05%	43,17%	45,13%
	Fator de carga	0,7439219	0,730713846	0,6917216	0,75729474
Acima de 1000 kWh	Coincidente	49,58%	50,61%	48,40%	45,20%
	Fator de carga	0,9139551	0,869190888	0,8875444	0,87494212

4.2 Análise da simultaneidade para consumidores comerciais

A figura 3 mostra as curvas de cargas dos consumidores comerciais no estado do Ceará nas faixas de consumo de 0-500 kWh, 500-2000 kWh, 2000-5000 kWh e acima de 5000 kWh.

As curvas de carga dos consumidores comerciais se caracterizam por ter uma forte elevação por volta das 8h, onde se inicia o expediente da maioria dos estabelecimentos comerciais, que são a maioria das unidades consumidoras que se enquadram nessa classe de consumo. Também pode ser notado uma leve redução no horário de almoço em algumas faixas de consumo e uma queda do consumo devido ao fim do expediente comercial durante o dia a partir das 16h.

Já durante o sábado e o domingo a curva também muda seu formato, pois a movimentação no comércio não é tão intensa como entre segunda e sexta.

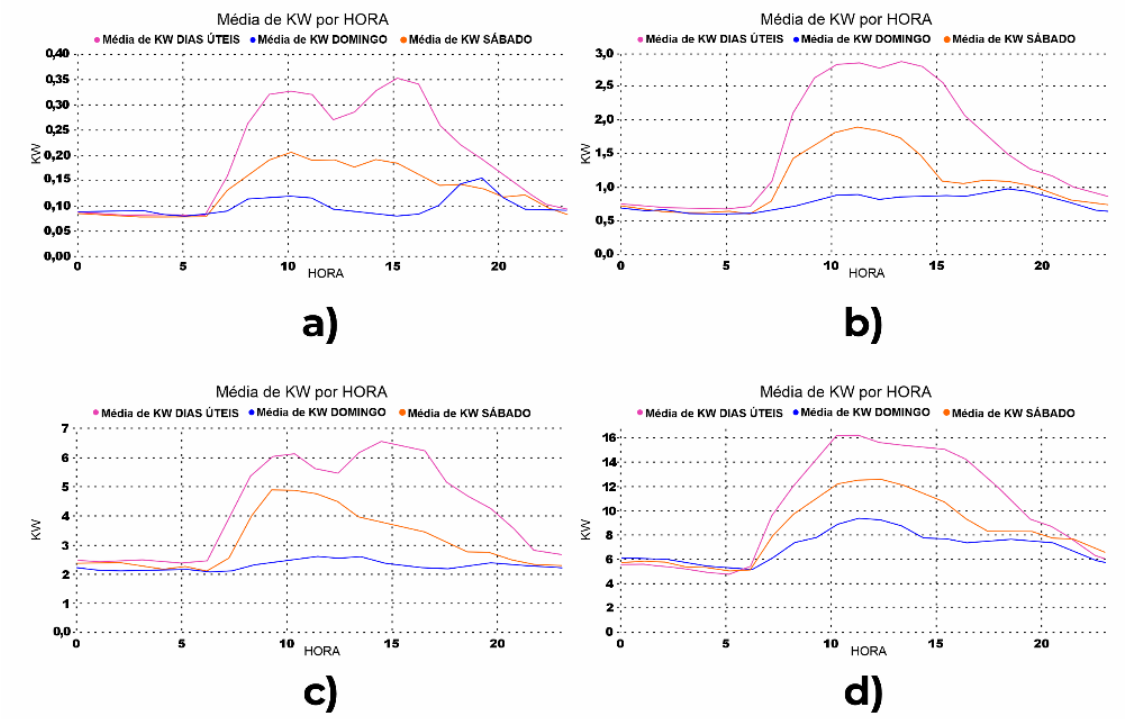


Figura 3 – Curvas de carga da classe comercial no estado do Ceará para faixas de consumo: a) 0-500 kWh, b) 500-2000 kWh. c) 2000-5000 kWh, d) acima de 5000 kWh

Tabela 3 – Coincidência da geração fotovoltaica com a curva de consumo e fator de carga dos consumidores comerciais

COMERCIAL					
		MENSAL	DIAS ÚTEIS	SÁBADO	DOMINGO
0-500 kWh	Coincidente	67,40%	69,72%	62,44%	49,24%
	Fator de carga	0,601808	0,5629867	0,653814	0,6497553
500-2000 kWh	Coincidente	68,34%	70,42%	63,23%	52,67%
	Fator de carga	0,581962	0,5602744	0,579634	0,8027292
2000-5000 kWh	Coincidente	63,41%	64,89%	61,25%	51,39%
	Fator de carga	0,677678	0,6441703	0,635701	0,8806744
Acima de 5000 kWh	Coincidente	65,04%	66,86%	61,13%	55,29%
	Fator de carga	0,640351	0,6232067	0,666258	0,7509486

5. CONCLUSÕES

Por meio desse trabalho, foi possível caracterizar as curvas de carga das unidades consumidoras de classes de consumo residencial e comercial e a comparação com as curvas de geração distribuída fotovoltaica, onde foi possível analisar os horários em que a geração de energia solar é coincidente com o consumo diário de um tipo de consumidor. Conclui-se que a curva de carga diária da classe residencial apresenta coincidência com a geração fotovoltaica em média 46% do tempo, o que induz uma necessidade de injeção de energia por parte da distribuidora em mais de 50% do consumo diário dessa classe. De acordo com a nova regulamentação do setor, o consumidor deveria gerar um excedente de energia nos horários de geração a ser compensado no final do período de leitura. Além disso, haverá uma cobrança tarifária para a energia fornecida pela distribuidora nos períodos não coincidentes com a geração.

Já na classe comercial, a coincidência entre consumo e geração fotovoltaica foi determinado em média de 62%, requerendo que menos de 40% do seu consumo seja injetado pela distribuidora para posterior compensação. Essa situação favorece o consumidor da classe comercial no que diz respeito a viabilidade de investimento em GD.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

O SETOR ELÉTRICO. Conceitos básicos de eletrotécnica aplicada – Parte 3. Disponível em: < https://www.osetoreletrico.com.br/conceitos-basicos-de-eletrotecnica-aplicada-a-curva-de-carga/>. Acesso em: 17 abr. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 414: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 482: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o

sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 687: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 1 7 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 1. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - MÓDULO 2. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2016.

DAIMON ENGENHARIA E SISTEMAS. Relatório técnico de Caracterização da Carga para levantamento das curvas típicas do 4° Ciclo de revisão tarifária. Enel Distribuição Ceará. Fortaleza. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Planejamento de Longo Prazo. Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Disponivel em: <http://ww

w.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/planejamento-energetico/planejamento-de-longo-prazo>. Acesso em: 17 março 2020.

BADRA, M. Lei 14300: principais mudanças do Marco Legal da GDC. anal Solar, 2022. Disponivel em: <https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais

-mudancas-do-marco-legal-da-gd/>. Acesso em: 11 fevereiro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 1000: Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília. 2021.

BRASIL. Lei nº 14300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

Microsoft Power BI Desktop. Version 2.105.923.0. Microsoft Corporation, 2022. Disponível em: <https://powerbi.microsoft.com/pt-br/>. Acesso em: 03 junho 2022.

ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DA BIOENERGIA E CAPTURA DE CARBONO NO BRASIL

Pamela Ramos Rocha dos Santos[1]; Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Com o avanço das mudanças climáticas e seus impactos aos ecossistemas, fez-se necessária a implementação de metas na qual possuíam o objetivo de mitigar o aumento da temperatura terrestre, assim como planos relacionados à adaptação e resiliência climáticas. Dessa forma, o Acordo de Paris (2015) foi fundamental para a formulação dos intentos, impulsionando o desenvolvimento voluntário das metas de emissões. Ademais, as tecnologias de emissões negativas e, em destaque, a Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS), tornaram-se essenciais para a transição energética, já que auxiliam nas emissões negativas a longo prazo. O objetivo deste artigo é explorar essas tecnologias no Brasil. Os resultados apontam que falta de políticas e ações relacionadas ao combate das mudanças climáticas, há falta de investimentos necessários para a implementação das tecnologias.

Palavras-chave: Acordo de Paris; NDCs; GEE; BECCS.

ABSTRACT

With the advance of climate change and its impacts on ecosystems, it was necessary to implement goals that had the objective of mitigating the increase in terrestrial temperature and plans related to climate adaptation and resilience. The Paris Agreement (2015) was fundamental for formulating intents and driving the voluntary development of emissions targets. In addition, negative emissions technologies and, in particular, Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) have become essential for the energy transition, as they help with negative emissions in the long term. The purpose of this article is to explore these technologies in Brazil. The results indicate a lack of policies and actions related

to the fight against climate change, and there is a lack of necessary investments for the implementation of technologies.

Keywords: Paris Agreement; NDCs; GEE; BECCS.

1. INTRODUÇÃO

A superfície terrestre, ao longo dos séculos, passa por ciclos glaciais e interglaciais devido às alterações orbitais da terra ao redor do sol, conhecidas como “Ciclos de Millancovich”. Essas transições de estado de equilíbrio no sistema climático ocorreram rapidamente ao longo de 2.6 milhões de anos (LEITE, 2015).

Sendo assim, segundo Oldfield & Steffen (2014), tanto o clima quanto os ambientes naturais, de forma geral, passam por mudanças, porém, devido ao processo descontrolado de crescimento econômico, demográfico e tecnológico e ao mau uso do solo e superexploração dos recursos naturais, além da contribuição cumulativa assentada à progressos destrutivos em relação a busca pelo crescimento infinito tornaram-se antagônicos em relação aos “fundamentos” do planeta.

E como consequência às atividades antropogênicas, houve alterações significativas no clima terrestre e no funcionamento dos ecossistemas que culminaram em um dos maiores desafios encarados pela humanidade (IPCC,2021).

Hodiernamente, as tecnologias de emissões negativas e, em destaque, a Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS), tornaram-se essenciais para a transição energética, já que auxiliam nas emissões negativas a longo prazo. O objetivo deste artigo é explorar essas tecnologias no Brasil. Para tanto, aborda-se esse tema nos tópicos a seguir.

2. HISTÓRICO

Após as Revoluções Industriais e a Segunda Guerra Mundial, houve uma explosão do crescimento demográfico de forma nunca vista antes. E com uma maior população mundial, o homem passou a dominar o meio ambiente de tal

forma que emergiu como uma potência considerável e apta a interferir e mudar processos biogeoquímicos críticos do planeta (ARTAXO, 2014). Ao longo dos anos, a face terrestre vem modificando-se devido à perturbação dos limites planetários. Dando assim, origem à era do Antropoceno, ou a Era Humana (ARTAXO, 2014).

Segundo Maltez (2018), enfrentamos a maior e mais crítica crise ambiental de gênese antropogênica já vivida pela humanidade, e como consequência às atividades antropogênicas, a concentração de dióxido de carbono na atmosfera passou de 280 ppm no período pré-industrial para 410 ppm (IPCC, 2021) na era pós-moderna, tornando-se o nível de concentração mais alto em milhões de anos da existência terrestre, resultando em um desbalanço energético.

E como resultado da maior concentração de gases de efeito estufa, como o dióxido de carbono, metano e óxido nitroso, segundo o sexto relatório do IPCC (2021), a última década foi considerada a mais quente do que em qualquer outro período dos últimos 125 mil anos. Além disso, o nível do mar, se comparado com os últimos 3 mil anos, apresenta o maior aumento em relação a outros séculos, o aquecimento e acidificação dos oceanos atingiu o maior índice desde a última era glacial.

Em suma, o uso sustentável e renovável dos recursos naturais para a geração de energia está no centro do debate de mudanças climáticas. A ausência de transformações nesse sentido pode ter consequências ambientais, econômicas e sanitárias.

2.1 A natureza vinculante do Acordo de Paris

Pelo fato das Contribuições Nacionais Determinadas (NDC) serem atribuições voluntárias e sem efeitos jurídicos, há um menor nível de compromisso e confiabilidade e, dessa forma, é um acordo juridicamente não vinculante e que conta com a transparência das nações envolvidas (BODANSKY,2015).

Na construção do Acordo de Paris, destaca-se os seguintes pontos: o Acordo utilizou-se de um sistema híbrido de abordagem, agregando um alto nível de transparência e flexibilidade, possibilitando uma visão mais integrada entre as ações relacionadas à mitigação e a sociedade civil. A nova abordagem foi chamada de cíclica, já que permitiu um ciclo de ações de combate (ROBERTS,2015).

No que tange ao Brasil, no ano de 2009, houve a criação do Plano Nacional de Mudanças climáticas, por intermédio do Governo Federal, a fim de elaborar delineamentos e mecanismos de mitigação em relação às emissões de gases de efeitos estufa entre 36 a 39% (CLIMATE ACTION TRACKER, 2022).

Em 2015, houve o anúncio sua NDC (Contribuição Determinada Nacionalmente Pretendida), na qual tinha por objetivo de reduzir as emissões de GEE de 1,3 GtCO2e até 2025 e 1,2 GtCO2e até 2030, correspondendo a 37% e 43% abaixo dos níveis de emissões de 2005((CLIMATE ACTION TRACKER, 2022). Ademais, possuía uma meta de redução de 43% até 2030, no que diz respeito a redução de carbono, além de zerar o desmatamento ilegal na Amazônia em até 2030, recuperando pastagens degradadas e adequando o solo e o uso do solo (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2020). Ainda, tinha por escopo alcançar entre 28 a 33% no que tange à utilização de energias renováveis não-hidrelétricas. Em relação a meta de emissões de dióxido de carbono equivalente, o propósito era atingir níveis de emissão de 1,3GtCO2e (GWP-100; IPCC AR6) em meados de 2025 e 1,2GtCO2e (GWP-100; IPCC AR6) por volta de 2030(OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2020).

No tocante às emissões negativas, em 2020 houve a atualização da NDC brasileira, na qual discorria sobre a meta de atingir o NET Zero em até 2060, porém, vinculada a questões financeiras (CLIMATE ACTION TRACKER, 2022). Todavia, não houve o fornecimento de informações ou planos concretos para o atingimento da meta, além do fato da redução da ambição dos compromissos tratados nas NDCs, categorizando o Brasil como “Target information incomplete” e no ranking geral, como extremamente insuficiente.

2.1.1 - Implementação do acordo: como ocorrerá?

Por mais que o Acordo de Paris tenha sido considerado promissor, como citado anteriormente, é possível encontrar algumas falhas no mesmo e, por este motivo, a implementação é um capítulo extremamente importante desde o firmamento do acordo.

As NDCs, de maneira isolada, não possuem a capacidade de alcançar a meta estipulada de circunscrever a temperatura média global abaixo de 2°C sendo assim, processos de monitoramento e relatórios regulares foram propostos no documento, prezando por dois processos regulatórios a fim de introduzir pressão de pares para que as nações envolvidas no acordo cumpram suas respectivas NDCs (PEIXER,2019).

Assim sendo, a implementação das NDCs ocorrerá de forma extremamente particular, já que são individuais e personalizadas e, à vista disso, contará com o apoio de diversas esferas da sociedade em questão, a fim de tornarem as palavras em ações concretas.

Segundo Peixer (2019), há a necessidade de intensificar as metas propostas através das NDCs além dos incentivos financeiros, para que haja a possibilidade de não pensar apenas em soluções à longo prazo, no que tange às ações mitigatórias, mas também em intervenções a curto e médio prazos, como adaptação e resiliência climáticas. Dessa forma, os financiamentos voltados para o mercado de baixo carbono e adaptação climática mobilizam de forma conjunta aproximadamente 100 bilhões de dólares por ano (PEIXER, 2019).

Outrossim, devido a descarbonização ser um dos temas centrais do Acordo de Paris, tecnologias voltadas para modelos climáticos e tecnologias de emissões negativas tornaram-se ferramentas de extrema importância para se alcançar as metas propostas, já que possuem a capacidade de redução das emissões de dióxido de carbono em aproximadamente 8–16 Gt CO2/ano (PEIXER, 2019).

3. BIOENERGIA COM CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO - BECCS

A fim de alcançar a proposta firmada no Acordo de Paris (2015) em relação a mitigar as mudanças climáticas e manter o aumento de temperatura terrestre abaixo de 2ºC, a transição energética apresenta-se como uma das principais soluções para alcançar tal meta. Dessa forma, a utilização de uma matriz energética renovável torna-se imprescindível. Isto posto, além da transição da matriz energética fóssil (não-renovável) para uma matriz energética renovável e sustentável, as tecnologias de emissões negativas emergem como relevantes ferramentas para a descarbonização (CLIMATE ACTION TRACKER, 2022).

As tecnologias de emissões negativas são ferramentas ou métodos artificiais de remoção de dióxido de carbono equivalente da atmosfera, contribuindo assim para emissões negativas (PEIXER,2019). E, entre as diversas tecnologias existentes, a BECCS tornou-se uma das mais promissoras.

A Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono faz uso da biomassa como fonte de energia, pois ao longo do crescimento da mesma, há a transferência do carbono atmosférico para a biomassa (Bui, Fajardy e Dowell, 2018). Ademais, o sistema torna-se eficiente pelo fato de que com a combustão (utilização em indústrias e na geração de eletricidade) da biomassa, o CO2 ocasionado do processo é capturado e armazenado em formações geológicas, possibilitando a remoção do carbono da atmosfera (Bui, Fajardy e Dowell, 2018), Ademais, segundo a co-combustão da biomassa permite a redução de outros poluentes atmosféricos, como o SO, os óxidos de nitrogênio e os materiais particulados e, segundo Fuss et al. (2014) o sistema BECCS possui um potencial de captura entre 2–10 Gt CO2/ano .

Destarte, a BECCS possui tanto a capacidade de capturar e armazenar o carbono quanto de gerar energia no processo, sendo ela neutra e confiável (Bui, Fajardy e Dowell, 2018), porém, faz-se necessário pontuar o fato de que é uma tecnologia emergente, que ainda passa por diversos estudos e que apresenta um elevado custo de instalação, além do fato de ser mais eficiente em países

que possuam alta produção de biomassa, como o Brasil, a Índia e a China (FAZZI et al, 2020).

3.1 Incertezas, possíveis cenários e viabilidade do sistema BECCS

De acordo com Fridahl e Lehtveer (2018), faz-se clara a necessidade de desenvolver de forma diligente sistemas que utilizem as Tecnologias de Emissões Negativas para que as metas estabelecidas durante o Acordo de Paris sejam cumpridas, porém, diversos desafios relacionados à real viabilidade dos sistemas agem como barreiras à instalação das tecnologias.

Devido ao fato do sistema BECCS encontrar-se em fase de desenvolvimento, diversos fatores são destacados por governos e organizações não governamentais em relação à implementação do sistema, como a capacidade e eficiência em estocar o carbono, em relação a produção de biomassa é possível competição com o mercado alimentício, possíveis perdas no que tange a biodiversidade terrestre, competição por terras e seu uso, utilização de fontes de água e possíveis contaminações e os custos de execução (FRIDAHL E LEHTVEER,2018).

Isto posto, como forma de analisar o potencial da BECCS, diversos possíveis cenários foram estudados e analisados a fim de obter uma maior certeza em relação ao sistema (FRIDAHL E LEHTVEER,2018; HUANG ET. AL,2020).

Considerando cenários traçados tanto pelo IPCC(Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas),que qualificaram o sistema BECCS como o principal no que tange à emissões negativas (FRIDAHL E LEHTVEER,2018),quanto em relação aos cenários traçados pelo SPP(Caminhos Socioeconômicos Compartilhados),que têm por objetivo delinear prognoses do Sistema Global de Energia a fim de possibilitarem a escolha de sistemas e modelos mais condizentes com as metas de descarbonização e refreamento do aumento da temperatura média global (FRIDAHL E LEHTVEER,2018), ambos apontam o modelo BECCS como a chave para o objetivo de no máximo 2 °C de aumento.

Segundo Fridahl e Lehtveer (2018), o modelo BECCS torna-se extremamente efetivo se implementado em larga escala e a longo prazo, dessa forma, contrapesando o atraso em relação a decisões mais assertivas no que diz respeito às mudanças climáticas e colaborando para a redução das emissões totais até as emissões negativas. Ademais, o modelo também obteve respostas promissoras em cenários a médio prazo, representando aproximadamente 20% do fornecimento global de energia(primária) até 2100.

De acordo com Huang et al.(2020) através de um estudo desenvolvido levando em consideração o potencial chinês bioenergético e tendo por base tanto os cenários desenvolvidos pelo SPP quanto os cenários elaborados pelo IPCC(cenários entre 1,5 °C a 2 °C de aumento da temperatura média terrestre),obteve-se o fato de que o sistema BECCS possui a capacidade de sequestrar aproximadamente 0,59 gigatoneladas de dióxido de carbono até 2050 levando em consideração o cenário de 2 °C , enquanto que no cenário de 1,5°C a captura de dióxido de carbono atingiria aproximadamente 0,95 gigatoneladas em 2050.

Já no estudo realizado por Huang et al.(2020) utilizando como base os cenários traçados pelo IPCC e levando o contexto global em consideração, concluiu-se que poderia haver a remoção de aproximadamente 9,2 Gt CO2/ano até 2100,sendo necessário a utilização por volta de 150 EJ/ano de biomassa até meados de 2050,sendo 75 EJ/ano de biomassa na utilização para a conversão de bioenergia, dessa forma, alimentando o sistema BECCS. Em meados de 2100 a necessidade de biomassa atingiria 200 EJ/ano. Dessa forma, além das emissões negativas, o modelo BECCS também contribuirá para a redução do preço do carbono em aproximadamente 61% e no aumento do Produto Interno Bruto (PIB) dos países (HUANG ET AL.,2020)

Isto posto, desde as NDCs propostas no Acordo de Paris (2015), cerca de 20 projetos utilizando o sistema BECCS foram lançados (KEMPER,2015), porém, apenas cinco deles estão em fase de desenvolvimento e operação devido aos custos e falta de investimentos. Segundo Kemper (2015) cinco dos projetos

lançados encontram-se em fase de planejamento, sendo o projeto brasileiro o mais promissor devido às usinas de etanol de segunda geração.

Destarte, devido ao fato de que o Brasil é considerado o maior produtor de cana-de-açúcar do mundo, produzindo por volta de 625 Mt/ano (FAZZI et al, 2020)., o setor bioenergético brasileiro junto com o Estadunidense lidera cerca de 90% da produção de bioetanol (FAZZI et al, 2020), além do fato da cana de açúcar ser uma cultura de crescimento rápido em solos brasileiros e, dessa forma, o Brasil emerge como uma das principais potências no que tange ao mercado bioenergético mundial e com grande capacidade de utilização do sistema BECCS(MOREIRA et al.2016). Porém, o sistema ainda não possui força no mercado energético brasileiro devido à falta de investimentos (MOREIRA et al.2016).

4. CONCLUSÃO

Conclui-se que com a elevada necessidade de descarbonização das sociedades e transição energética, a tecnologia BECCS dispõe de grande importância devido ao fato de que possui elevado potencial de mitigação à longo prazo e auxiliando nas economias de baixo carbono, porém, por ser uma tecnologia emergente, ainda há incertezas em relação a sua real eficiência e viabilidade, levando à uma baixa taxa de aceitação e investimentos.

O Brasil possui grande potencial em relação à tecnologia, porém não dispõem de investimentos para a implementação da mesma e, ainda, com o sucateamento das políticas ambientais e redução da ambição das metas traçadas no Acordo de Paris (2015), a implementação do sistema demorará a sair do plano das ideias.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artaxo, P. (2014). Uma nova era geológica em nosso planeta: o Antropoceno? Revista USP, (103), 13-24. https://doi.org/10.11606/issn.2316-9036.v0i103p13-24

BODANSKY, Daniel. Legal Options for U.S. Acceptance of a New Climate Agreement. Center for Climate and Energy Solutions, May 2015. Disponível em: http://www.c2es.org/docUploads/legal-options-us-acceptance-new-climate-change-agreement.pdf. Acesso em: 12/02/2022.

BUI, M.; FAJARDY, M.; DOWEL, N. M. Bio-energy with carbon capture and storage (BECCS): Opportunities for performance improvement. Fuel, Elsevier, n. 213, p. 164 – 175, 2018. Disponível em: file:///C:/Users/pamel/Downloads/1-s2.0-S0016236117313583-main. pdf. Acesso em: 02/03/2022.

CLIMATE ACTION TRACKER. Brazil Overall Rating. 2022. Online. Disponível em: https://climateactiontracker.org/countries/brazil/. Acesso em: 14/03/2022.

FAZZI, L. R. et al. A REGULAÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS NO BRASIL E NOS EUA NO CONTEXTO DA MITIGAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS E DO CORRELATO ACORDO DE PARIS. Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental, v. 9, n. esp, p. 104 – 119, 05 2020. Disponível em: http://www.portaldeperiodicos.unisul.br/index.php/gestao_ambiental/article/view/9155. Acesso em: 02/02/2022.

FRIDAHL, M.; LEHTVEER, M. Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS):

Global potential, investment preferences, and deployment barriers. Energy Research & Social Science, v. 42, p. 155 – 165, 08 2018. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618302998#! Acesso em: 12/04/2022.

FUSS, S. et al. Betting on negative emissions. Nature Climate Change, Nature, v. 04, p. 850– 853, 09 2014. Disponível em: https://www.nature.com/articles/nclimate2392. Acesso em: 12/02/2022.

HUANG, X. et al. The role of BECCS in deep decarbonization of China's economy: A computable general equilibrium analysis. Energy Economics, v. 92,

p. 02 – 10, 10 2020. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014098832030308X#! Acesso em: 14/02/2022.

IPCC; WMO; UNEP. Climate Change 2021: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers. [S.l.], 2021. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM.pd. Acesso em: 08/03/2021.

KEMPER, J. Biomass and carbon dioxide capture and storage: A review. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 430, p. – 401, 2015. Disponível em: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1750583615002650?token=8867C6FBE4156C59A9BC90EF4AA0CB1507AC34A16435188CD8D039EE2BEB6B2302E937DF6115EoriginRegion=us-east1&originCreation=20220330170151. Acesso em: 08/03/2022.

LEITE, José. Do mistério das eras do gelo às mudanças climáticas abruptas. scientiæ sudia, São Paulo, v. 13, n. 4, p. 811-39, 2015. Disponível: <https://doi.org/10.1590/S1678-31662015000400005>. Acesso:09/12/2021

MALTEZ, R. T. Crise ambiental, desenvolvimento (in)sustentável e o Código (des)Florestal. 04/2018. Online. Disponível em: https://www.lfg.com.br/conteudos/artigos/ geral/crise-ambiental-desenvolvimento-insustentavel-e-o-codigo-desflorestal. Acesso em: 09/03/2021.

MOREIRA, J. R. et al. BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. Applied Energy, v. 179, p. 55 – 63, 2016. Disponível em: https://repositorio.usp.br/item/002766118. Acesso em: 09/03/2022.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. NDC e “pedalada “de carbono: como o Brasil reduziu a ambição de suas metas no Acordo de Paris. 2020. Online. Disponível

em: https: //www.oc.eco.br/wp-content/uploads/2020/12/ANA%CC%81LISE-NDC-1012FINAL.pdf. Acesso em: 12/03/2022.

OLDFIELD, F., & STEFFEN, W. (2014). Anthropogenic climate change and the nature of Earth system science. The Anthropocene Review, 1, 7075

PEIXER, J. F. B. A CONTRIBUIÇÃO NACIONALMENTE DETERMINADA DO BRASIL PARA CUMPRIMENTO DO ACORDO DE PARIS: METAS E PERSPECTIVAS FUTURAS. 2019. 346 p. Tese (Direito na área de concentração Direito, Política e Sociedade) — Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/199009. Acesso em: 02/02/2022.

ANÁLISE DA VIABILIDADE DO USO DE BATERIAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE QUANDO ASSOCIADOS À MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA: ESTUDO DE CASO APLICADO A CONSUMIDORES DO ESTADO DE SÃO PAULO

Bruna Iva Ferrer Azevedo[1]; Eduardo Crestana Guardia[1]; Fabricio Silveira Chaves[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para análise da viabilidade econômica do uso de baterias em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no mercado brasileiro, adotando a modalidade tarifária branca. Foi constatado que é possível o uso de baterias em 94% dos cenários de perfis de consumidores do Grupo B estudados, com exceção àqueles com consumo até 100 kWh mensais. Verificou-se que a viabilidade econômica está fortemente atrelada ao custo do sistema de baterias, ainda não sendo viáveis do ponto de vista econômico no Brasil.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico, tarifa branca, bateria, geração distribuída.

ABSTRACT

This paper presents a methodology for analyzing the economic viability of using batteries in grid-connected photovoltaic systems in the Brazilian market, adopting the white tariff. It has been concluded that the use of batteries is possible in 94% of the scenarios of Group B profiles studied, exception for those with consumption up to 100 kWh per month. It has been verified that the economic viability is linked to the cost of the battery system, not yet feasible from an economic perspective in Brazil.

Keywords: Photovoltaic systems, white tariff, battery, distributed generation.

1. INTRODUÇÃO

As fontes renováveis, como a solar, consideradas inesgotáveis, vão ganhando cada vez mais atenção e atraindo investimentos no mundo inteiro,

principalmente devido à preocupação com os problemas ambientais causados pelas fontes não renováveis. No Brasil, como há grandes incidências de raios solares, em razão de sua localização próxima à Linha do Equador, a energia fotovoltaica vem marcando espaço na matriz energética. A instalação de sistemas fotovoltaicos no mercado residencial brasileiro ganhou força após entrar em vigor a Resolução Normativa (REN) n°482/2012, atualizada em 2015 pela REN n°687, do acesso de micro e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição. Também é de se destacar a versatilidade de aplicação dos sistemas fotovoltaicos, podendo passar por todos os consumidores dos Grupos A e B, o que incentiva a melhoria contínua do setor, desde o desenvolvimento tecnológico até o aquecimento da economia (ANEEL 2012), (ANEEL 2015).

No que tange as vantagens econômicas, o mercado brasileiro ainda conta com incentivos fiscais para empreendimentos do ramo, como a isenção de impostos para algumas unidades geradoras de energias renováveis. Outra vantagem, adquirida em 2018, é a possibilidade dos consumidores do Grupo B optarem pela adesão à modalidade tarifária branca, tratada no próximo item (ANEEL 2020).

Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar a metodologia proposta para avaliar a viabilidade econômica do uso de baterias em sistemas fotovoltaicos conectados à rede quando associadas à modalidade tarifária branca para consumidores residenciais de baixa tensão.

2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1 Sistema Híbrido

Os sistemas fotovoltaicos (PV) apresentam dois tipos de configurações principais, os conectados à rede (*on grid*) e os isolados (*off grid*). Os sistemas *on grid* injetam o excesso de geração na rede de distribuição no local da instalação, utilizando o ramal de conexão que alimenta a própria unidade consumidora. Já os sistemas *off grid* são aqueles instalados em locais onde não há o fornecimento de energia elétrica proveniente da rede e necessitam fazer o armazenamento de energia em baterias.

Por fim, há o sistema que une os dois tipos de configurações, bem como suas características, denominado sistema fotovoltaico híbrido. Nele há a possibilidade de se trabalhar tanto conectado à rede da concessionária quanto de forma isolada (*on/off grid*) com o uso de equipamentos de armazenamento. Além de ser constituído por painéis fotovoltaicos, inversores, dispositivos de proteção contra surtos e medidor bidirecional de energia como no *on grid*, o sistema híbrido integra ainda os outros componentes do sistema *off grid* que são as baterias ou bancos de baterias e controladores de carga junto a um inversor híbrido apropriado para a instalação (VILLALVA e GAZOLI 2013).

Este sistema *on off-grid*, no que tange seus benefícios, gera, além da economia na tarifa, maior confiabilidade do sistema para cargas prioritárias e autonomia conforme o dimensionamento do sistema de armazenamento, o que o diferencia do *on grid* que não opera de forma isolada quando ocorre a falta da rede de fornecimento local (VILLALVA e GAZOLI 2013).

2.2 Sistema de Compensação de Energia

No Brasil, o Sistema de Compensação de Energia foi criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, por meio da REN n°482. Este sistema permite que todo consumidor gere sua própria energia a partir de fontes renováveis e injete esta energia na rede da distribuidora que o atende recebendo créditos na conta de luz no final do mês. Os créditos obtidos pela geração excedente são descontados nas próximas faturas, sendo válidos por até 60 meses (ANEEL 2016).

2.3 Sistema Tarifário Brasileiro – Tarifa Branca

No sistema tarifário brasileiro, a ANEEL divide seus consumidores pelo nível de tensão de fornecimento. O Grupo A é destinado aos consumidores com fornecimento igual ou superior a 2,3 kV ou fornecimento subterrâneo e o Grupo B, que é o foco deste estudo, é caracterizado pela tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, onde consumidores pagam sua energia elétrica de acordo com o volume consumido.

A tarifa do Grupo B possui duas modalidades: a Convencional que o consumo independe da hora do dia e a Tarifa Horária Branca, sendo esta última modalidade passível de ser aderida para este grupo desde 2018. A Tarifa Branca é aplicada às unidades consumidoras do Grupo B, exceto para os subgrupos de iluminação pública e residencial baixa renda (ANEEL 2020).

A Tarifa Branca é caracterizada pela diferenciação de tarifas para o fornecimento de energia elétrica, separadas em três patamares horários: o posto horário de Ponta, com uma tarifa mais elevada; o posto horário Intermediário; e o posto horário Fora Ponta, com uma tarifa de menor valor. Os postos são definidos pela distribuidora, por área de concessão ou permissão.

Além das modalidades tarifárias, os consumidores ainda estão sujeitos a um acréscimo ou não na sua conta de energia devido às condições vigentes de geração de energia elétrica. Estes acréscimos são determinados pelas bandeiras tarifárias que podem ocorrer em quatro sinalizações (em ordem crescente): Verde, Amarela e Vermelha patamares 1 e 2.

3. METODOLOGIA

Neste item, são apresentados os principais passos da metodologia proposta, cujo detalhamento pode ser encontrado em (AZEVEDO 2021).

A metodologia de análise tarifária compreendeu consumidores residenciais do grupo B da Enel Distribuição SP, considerando seus hábitos de consumo sem alteração.

Em modelos *on-grid*, é de suma importância estimar a demanda energética que será necessária para o suprimento desejado. Neste estudo, na modalidade tarifária branca, o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi obtido de acordo com as faixas de consumo usadas na campanha de medidas (100, 220, 500, 1000, 1500 kWh). Considerou-se que toda a energia consumida em horário de Ponta fosse suprida pelo banco de baterias (AZEVEDO 2021).

3.1 Aplicação dos Passos da Metodologia

A metodologia inicia-se com a definição da curva de carga da unidade consumidora que é utilizada para a análise de viabilidade econômica. Neste trabalho, o consumo médio de energia foi obtido de dados amostrais de aferição dos medidores da campanha de medição da Enel SP de 2019. Os próximos passos do procedimento adotado são descritos a seguir (AZEVEDO 2021).

3.1.1 - Passo 1 – Normalização das Curvas de Cargas

Baseado nas curvas de carga de dias úteis (E_{du}), sábados (E_{ds}) e domingos (E_{dd}), deve-se fazer a normalização destas curvas para o Sistema Por Unidade (p.u.). Esta normalização para os dias úteis, é feita dividindo-se a curva de carga de dias úteis (E_{du}) pelo valor máximo desta mesma curva ($E_{du_{max}}$).

3.1.2 - Passo 2 – Adaptação da Curva de Carga para as Classes de Consumo

Tendo as curvas de dias úteis, sábados e domingos na mesma base, faz-se a adaptação da curva de dias úteis para a faixa de consumo desejada. Por exemplo, para adaptar o perfil do consumidor Tipo 1 na faixa de 500 kWh de consumo, calcula-se um coeficiente, $\sigma_{1_{500}}$, que, quando multiplicado pela curva de dias úteis, a área dela corresponderá a 500 kWh.

Este coeficiente, $\sigma_{1_{500}}$, que faz a área sob a curva de dias úteis corresponder às faixas de consumo, é multiplicado pelas curvas de cargas de sábados e domingos. Com essas curvas na mesma base, foi identificada a frequência em que elas ocorriam durante um mês. Uma vez que o mês padrão para cálculos contém 30 dias, os dias úteis correspondem a 22 dias e os sábados e domingos correspondem a 4 dias cada. Com essa nova curva de carga que representa o perfil mensal do consumidor, de modo análogo, obtém-se a área sob a curva que coincida com a faixa de consumo a ser adaptada.

3.1.3 - Passo 3 – Tipos de Fornecimento.

A fim de tentar atingir uma característica comum a maioria dos consumidores, foi considerado que a faixa de consumo de 100 kWh possui ligação monofásica, a de 220 kWh utiliza ligação bifásica e as demais faixas de consumo são conectadas no trifásico. Este passo é importante uma vez que o tipo de fornecimento influencia no custo de disponibilidade da unidade consumidora e, consequentemente, na análise econômica do empreendimento.

3.1.4 - Passo 4 – Aplicação da Tarifa Branca e do Regime de Bandeira Tarifário

O quarto passo aplica a tarifa branca que tem sua principal característica a diferenciação de preço por posto horário. Para os valores da Tarifa Branca, nos postos Fora Ponta, Intermediário e Ponta da ENEL SP foram considerados os vigentes para o mês de agosto de 2021. O mesmo fez-se com o valor da Tarifa Convencional desta mesma concessionária.

Além das modalidades tarifárias, há a incidência das bandeiras tarifárias, cujos valores foram definidos baseado em um cenário médio anual que representasse os dados históricos, considerando: 4 bandeiras Verde, 2 bandeiras Amarela, 2 bandeiras Vermelha – patamar 1; e 4 bandeiras Vermelha – patamar 2 (AZEVEDO 2021).

3.1.5 - Passo 5 – Dimensionamento do Sistema PV *on grid*

Com o âmbito tarifário todo definido, o próximo passo é o dimensionamento do sistema PV que é realizado de modo que cada um dos Tipos de Consumidores, em cada uma das 5 classes de consumo, tenha 3 opções de tamanhos possíveis para o sistema fotovoltaico conectado à rede: um sistema PV do tamanho da faixa de consumo (100%); um sistema que corresponde a 75% da faixa de consumo e outro que corresponde a 50% da mesma faixa. Considerando que há 10 tipos de consumidores, 5 faixas de consumo e 3 tamanhos possíveis do sistema PV, foram mapeadas 150 situações com o uso de baterias para a análise de viabilidade econômica.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foram utilizados dados reais, de potencial de recursos solares e de energia fotovoltaica, na área de concessão da Enel SP, por meio do aplicativo do Global Solar Atlas (GSA).

O primeiro passo do dimensionamento foi a identificação, para a modalidade Residencial de pequeno porte, qual valor o aplicativo considera como a razão média entre o consumo mensal e a potência instalada do sistema fotovoltaico. Por meio dos relatórios de dados, foi possível identificar que essa região da área de concessão da Enel SP é capaz de gerar 116,89 kWh para cada kWp instalado. O segundo passo foi a adaptação da capacidade de geração solar da localidade para um perfil mensal, uma vez que o GSA fornece o perfil médio do dia de cada mês e a base de dados deste estudo é de modo mensal. O terceiro passo foi a definição da placa fotovoltaica que ocorreu de modo arbitrária. Foi escolhida uma Placa da Fabricante Canadian Solar de Potência Nominal 0,33 kWp.

De posse dos relatórios do GSA e dos parâmetros técnicos e construtivos das células fotovoltaicas da Canadian Solar e dos requisitos de projeto para atender determinadas demandas, o sistema fotovoltaico foi dimensionado para todos os cenários e faixas de consumo. Uma vez que este empreendimento está sendo pensado para o âmbito da tarifa branca, é de suma importância a diferenciação da geração nos postos horários da tarifa. Dessa forma, a energia injetada na rede deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período, ou seja, se for gerada energia solar em horário de ponta, a compensação deve acontecer prioritariamente em horário de ponta e o mesmo para fora ponta. Caso haja sobra, esse saldo poderá ser utilizado para compensar o consumo em outro posto tarifário mediante à aplicação de um fator de ajuste que é a razão da componente tarifária TE (Tarifa de Energia) fora ponta pela tarifa TE ponta.

3.1.6 - Passo 6 – Especificação de Baterias para o Horário de Ponta

Nos casos em que a injeção de energia na rede, gerada pelo sistema fotovoltaico, não é o suficiente para a compensação total de consumo no horário

de ponta, propõe-se que sejam utilizadas baterias para que essa energia, ainda faturável pela concessionária, seja suprida. Optou-se por modelar a bateria como uma carga para a rede da distribuidora, assim ela foi especificada para carregar em horário fora ponta e descarregar em horário de ponta. A escolha do horário de carregamento se deu através de duas premissas: o preço do kWh no posto horário e o congestionamento da rede em horário de ponta. A compensação de energia pela bateria, inicialmente, é feita nos mesmos postos horários. Havendo excedentes, há a necessidade da aplicação do Fator de Ajuste (AZEVEDO 2021) para que este excedente da bateria seja compensado no outro posto horário.

3.1.7 - Passo 7 – Análise da Viabilidade Econômica da Proposta

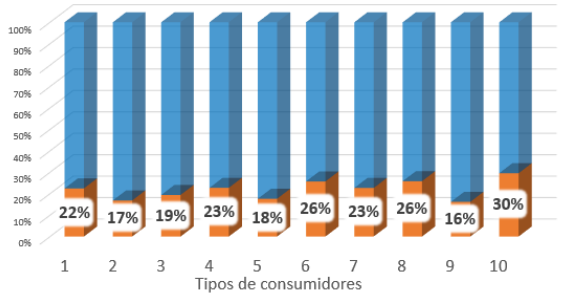
A metodologia de análise econômica foi realizada pelo estudo de *Payback* simples, conhecido também como Tempo de Retorno de Capital. Os fatores analisados foram as despesas com o consumo de energia elétrica que incluem tarifas TE e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), impostos e tributos compatíveis com o estado de São Paulo. Além disso, considerou-se os custos de geração fotovoltaica e armazenamento com base em projetos reais. Para o sistema fotovoltaico, adotou-se o custo de R$ 3,15 a cada Wp de potência instalada. Para as baterias, foram utilizados os valores do Relatório do Departamento de Energia dos Estados Unidos, onde, em bases anualizadas, o preço por kWh armazenado em baterias de Chumbo Ácido é de R$ 1181,65/kWh e de baterias de Íons de Lítio R$ 401,36/kWh. Sendo assim, optou-se pela bateria de Íons de Lítio para as análises realizadas.

O último passo desta metodologia serve para indicar ao usuário para voltar, se necessário, ao passo 5 para realizar as etapas novamente com outra faixa de consumo. Caso a metodologia tenha apresentado bons resultados econômicos ou esteja sendo utilizada para um único tipo de consumidor, deve-se seguir para a Conclusão em que é apresentado o resultado final da análise econômica do sistema proposto, indicando sua viabilidade ou não.

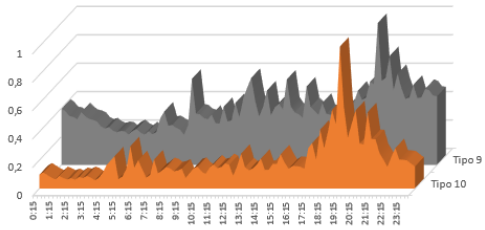
4. RESULTADOS

Analisando os 10 tipos de consumidores da Enel SP, cada um em 5 faixas de consumo diferentes (100 kWh, 220 kWh, 500 kWh, 1000 kWh e 1500 kWh) e 3 dimensionamentos de sistemas fotovoltaicos (PV) para suprimento da faixa de consumo (100%, 75% e 50%), foi possível identificar 150 configurações de projetos.

O primeiro ponto observado se deu com o consumo em horário de ponta desses perfis de consumidores com relação ao seu consumo mensal. Verificou-se que o consumo no horário de ponta varia de 16% a 30% do consumo total, tendo uma média de 22% como mostrado pela

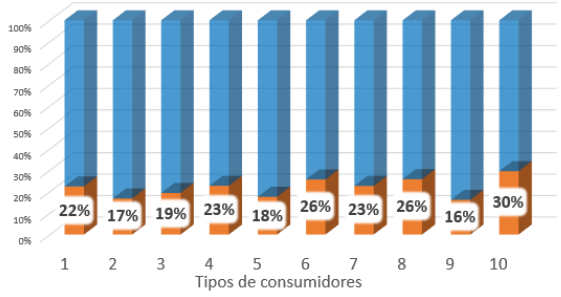


(I) - Consumo em horário de ponta dos consumidores

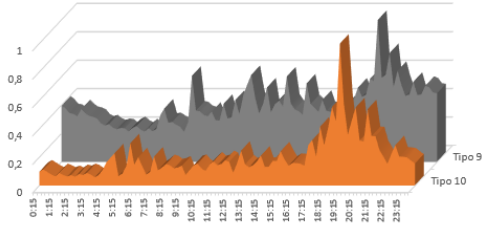


(II) - Perfis de consumidores Tipos 9 e 10

Figura **1**(I). Logo, optou-se por apresentar neste trabalho os resultados dos perfis dos Tipos 9 e 10, uma vez que representam, respectivamente, a menor e a maior porcentagem de consumo em horário ponta dentre todos os tipos. O gráfico da

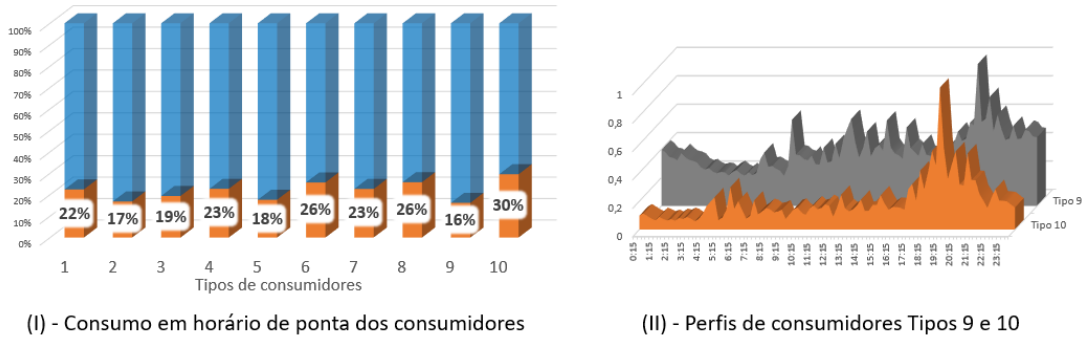


(I) - Consumo em horário de ponta dos consumidores



(II) - Perfis de consumidores Tipos 9 e 10

Figura **1**(II) apresenta o perfil desses consumidores em PU. Pode-se notar que, por mais que o pico de consumo ocorra em horários próximos, a média de consumo nos outros horários é mais baixa no perfil do Tipo 10.



(I) - Consumo em horário de ponta dos consumidores

(II) - Perfis de consumidores Tipos 9 e 10

Figura 1 – Consumo de Tipos de consumidores em PU.

A seguir são apresentados alguns dos resultados obtidos para os perfis dos Tipos 9 e 10.

Em configurações como a do Tipo 10 com um consumo médio de 1500 kWh e sua carga sendo 50% suprida com energia solar e com baterias para consumo em horário de ponta, o custo total do projeto pode ultrapassar R$ 180.000,00. Sem qualquer benefício da geração distribuída, o valor da fatura na Tarifa Branca para este consumo é de R$ 1.062,20. Com o investimento do projeto de uma bateria em um sistema fotovoltaico conectado à rede, esse consumidor reduziria a fatura para R$ 574,49 uma economia de R$ 487,71 mensais que resultaria em um *payback* simples de 31 anos. Na mesma configuração para um projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede sem uso de baterias, seria necessário um investimento de aproximadamente R$ 21.000,00, resultando em uma economia na fatura de R$ 197,85 que resultaria em um *payback* simples de 8 anos e 9 meses.

Para o consumidor Tipo 9, na classe de consumo de 220 kWh, o projeto com 50% da sua carga sendo provida pelo sistema fotovoltaico e com uso de baterias para a compensação de carga em horário de ponta, teria um custo de aproximadamente R$ 15.300,00. O valor da fatura na Tarifa Branca sem qualquer benefício da geração distribuída é de R$ 136,12. Com o investimento do projeto de uma bateria em um sistema fotovoltaico conectado à rede, esse consumidor reduziria a fatura para R$ 101,38, tendo uma economia de R$ 34,74 que resultaria em um *payback* simples de 36 anos e 9 meses.

Para o consumidor Tipo 9, classe 100 kWh e com um sistema fotovoltaico dimensionado para 100% de sua carga, é importante mencionar que, mesmo com o fator de ajuste da compensação de energia de postos horários diferentes, é possível zerar a utilização da rede em horário de ponta somente com o uso da energia solar, o que torna desnecessária a aplicação de baterias para fim de viabilidade econômica neste cenário.

A Tabela 1 apresenta o *payback* para todos os casos simulados dos dimensionamentos do sistema fotovoltaico com bateria, Tabela 1 (I), e sem bateria, Tabela 1 (II), para os perfis de consumo dos Tipos 9 e 10. Pela Tabela 1 (I), sistema PV com bateria, observa-se que os menores valores de *payback* ocorrem para os sistemas PV dimensionados para suprir 100% da faixa de consumo, sendo que nenhum deles se torna viável por possuir tempos maiores que 5 anos que corresponde ao período de vida útil da bateria. Conclui-se, então, que a utilização da geração fotovoltaica sem bateria, adotando a Tarifa Branca, torna a aplicação do projeto mais atrativa ao investidor.

Tabela 1 – *Payback* de Sistemas PV com e sem baterias dos Tipos 9 e 10

***Payback* Com Bateria (em anos)**						
	Tipo 9			**Tipo 10**		
kWh	**100%**	**75%**	**50%**	**100%**	**75%**	**50%**
100	6,46	21,59	21,59	5,54	25,87	25,87
220	6,99	15,62	36,74	9,32	17,55	42,01
500	8,78	18,62	32,24	10,84	23,18	38,45
1000	7,56	15,83	26,96	9,71	20,22	33,96
1500	7,28	15,08	23,82	9,39	19,40	30,98

(I)

***Payback* Sem Bateria (em anos)**						
	Tipo 9			**Tipo 10**		
kWh	**100%**	**75%**	**50%**	**100%**	**75%**	**50%**
100	6,46	8,94	8,94	5,33	8,24	8,24
220	5,52	6,44	27,96	5,15	6,10	24,46
500	5,45	7,20	18,39	5,06	6,88	16,84
1000	4,64	5,78	11,79	4,47	5,56	11,09
1500	4,45	5,42	9,18	4,30	5,23	8,76

(II)

Com relação as demais simulações realizadas, considerando todos os tipos de consumidores, constatou-se que, deste estudo, de suprir o consumo em horário de ponta, na modalidade tarifária branca, em 141 cenários dos 150, foi possível a aplicação de baterias. As exceções ocorreram nos consumidores do

Tipo 1 a 9, na classe 100 kWh com o sistema fotovoltaico dimensionado para 100% do consumo mensal.

5. CONCLUSÃO

Com este trabalho que teve como objetivo geral o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar a viabilidade econômica do uso de baterias em sistemas fotovoltaicos conectados à rede quando associados à modalidade tarifária branca para consumidores residenciais de baixa tensão, é possível concluir que baterias ainda não são viáveis do ponto de vista econômico do mercado de energia brasileiro. A viabilidade do uso de baterias depende hoje de aumentar a sua vida útil e reduzir seu custo unitário.

Apesar disso, é importante ressaltar o papel fundamental que baterias podem ter quando o assunto é confiabilidade de sistemas e não apenas viabilidade econômica. Em clientes como hospitais, por exemplo, a aplicação de sistemas armazenadores de energia podem ser fundamentais. Também deve-se ressaltar que o preço de aplicações fotovoltaicas está em queda recorrente nos últimos anos, o que leva a geração de energia solar a se destacar e a assumir um papel mais relevante na geração de energia elétrica no futuro junto com outras fontes renováveis. A tendência é que cada vez mais o consumidor tenha acesso a tecnologias que contribuam para um futuro mais sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. “Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica.” Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/forum/media/kunena/attachments/1174/ANEEL_caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>. Acesso em: 10 de Outubro de 2021.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, de 17 de Abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 14 de Maio de 2022.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº687. 24 de Novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 14 de Maio de 2022.

ANEEL. “Tarifa Branca”, de 16 de Janeiro de 2020. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca. Acesso em: 18 de Outubro de 2021.

AZEVEDO, B. I. F. “Estudo de Caso: Viabilidade do Uso de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Quando Associados à Modalidade Tarifária Branca.” Trabalho Final de Graduação, UNIFEI, Itajubá – MG, 2021.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações. São Paulo: Érica, 2013.

ANÁLISE DAS PERDAS TÉCNICAS ATRAVÉS DA CRIAÇÃO DE UM NOVO MODELO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS

Poleana Gehrke[1]; Criciéle Castro Martins[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Maria*

RESUMO

Neste trabalho são expostos a criação de alguns modelos que consideram a presença de sistemas fotovoltaicos para a análise das perdas técnicas, levando em consideração os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), além da utilização do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*). Essa análise é realizada na rede IEEE 34 barras, conciliado a modelagem com as regulamentações exigidas pela ANEEL. Diante do exposto, é analisado o impacto metodológico com as mudanças propostas, buscando por uma maneira mais coerente de representação e apuração das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Perdas técnicas; OpenDSS, Módulo 7; Sistemas fotovoltaicos; ANEEL.

ABSTRACT

In this work the creation of some models that consider the presence of photovoltaic systems for the analysis of technical losses are exposed, taking into account the data held by the energy concessionaire and ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), besides the use of the software OpenDSS (Open Distribution System Simulator). This analysis is performed on the IEEE 34 bars network, reconciling the modeling with the regulations required by ANEEL. In view of the above, the methodological impact is analyzed with the proposed changes, searching for a more coherent way of representing and calculating the technical losses of the electric power distribution system.

Keywords: Technical losses; OpenDSS, Module 7; Photovoltaic systems; ANEEL.

1. INTRODUÇÃO

A operação e o planejamento do sistema elétrico brasileiro têm se tornado cada vez mais complexo, visto que nos últimos anos houve um grande aumento das fontes renováveis de energia, principalmente no setor solar. Diante do contexto, faz-se necessário algumas melhorias no serviço de distribuição de energia elétrica, no que diz respeito sobretudo a confiabilidade do sistema e a redução das perdas (Pegado et al., 2020).

No Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o órgão regulador que possuiu como atribuições o processo de formação de tarifas, e nesta está incluído os custos oriundos das perdas de energia elétrica, as quais podem ser classificadas em perda técnica (PT) e perda não técnica (PNT) (Barouche et al., 2016). Em relação a metodologia, as perdas são apuradas de acordo com o nível de tensão. Nos sistemas de média (MT) e baixa tensão (BT), as perdas são estimadas, geralmente, a partir de métodos numéricos, visto que normalmente existe dificuldades em manter-se um banco de dados de atualizado e/ou confiável (Martins, 2021).

Por meio da audiência pública nº 026/2014 da ANEEL, estabelece que o *OpenDSS* deve ser utilizado para a apuração das PTs no Sistema de Distribuição de Média Tensão e Baixa Tensão (SDMT e SDBT) sendo realizada através do fluxo de potência. As premissas para a realização do cálculo das perdas no Sistema de Distribuição (SD) são encontradas no módulo 7 dos Procedimentos de Rede (PRODIST) (Pereira et al., 2016).

O aumento de sistemas fotovoltaicos (SFs) vêm se destacando no SD. Uma vez que as PTs estão vinculadas à distribuição do fluxo de potência das redes, os sistemas fotovoltaicos fazem com que ocorra alteração no fluxo de potência, alterando desta forma, as PTs (Augusto et al., 2019).

Observa-se na literatura diversos estudos sobre a análise dos geradores distribuídos fotovoltaicos na rede elétrica, em sua maioria, avaliam os impactos em relação aos níveis de tensão, PTs, qualidade de energia e sistemas de proteção, fator de potência, nível de harmônicos etc. (Reinaldo et al., 2020), (Andrade et al., 2020), (Ferreira et al., 2021), (Augusto et al., 2019), (Razavi et

al., 2019), dentre outros autores. No entanto, não se encontram trabalhos nos quais abordam a consideração de geradores distribuídos fotovoltaicos na metodologia atual de cálculo das PTs adotado pela ANEEL.

O presente artigo apresenta um estudo a respeito da análise das PTs no SD e a sua influência na rede elétrica, por meio da implementação de geradores distribuídos fotovoltaicos, sendo estes o de maior predominância na rede elétrica. A contribuição deste trabalho consiste na observação da rede com sistemas fotovoltaicos por meio da análise juntamente com a metodologia da ANEEL, presente no módulo 7 do PRODIST. Avalia-se diferentes modelos de inserção dos geradores, por meio do *software* de simulação *OpenDSS.* Assim, as análises apresentadas neste artigo, visam verificar se é viável e/ou importante a consideração desta nova metodologia para a apuração das perdas técnicas.

2. CÁLCULO DAS PERDAS NO SISTEMA DE DISTRIUIÇÃO

A apuração das PTs é realizada pelas distribuidoras de energia, e repassado para o órgão regulador para verificação dos níveis de eficiência da perda. O Módulo 7 do PRODIST, estabelece os procedimentos e a metodologia a ser seguida para a realização do cálculo das perdas no SD, onde são incluídas as particularidades da rede elétrica de cada concessionária (Hammerschimitt et al., 2020).

Destaca-se a realização de diversos estudos para chegar no modelo atual com os preceitos e metodologias a serem utilizadas. Contudo, apesar da evolução metodológica e o fato de possuir uma elaboração de acordo com o contexto particular do país, as metodologias adotadas pela ANEEL ainda necessitam de muitos aperfeiçoamentos. Diante do exposto a energia solar, tem tido um crescimento significativo nos últimos anos, contudo ainda não são levados em consideração na metodologia da ANEEL a presença de geradores distribuídos fotovoltaicos para os cálculos das perdas técnicas.

A inclusão dos sistemas fotovoltaicos no SD pode ocasionar em vantagens ou desvantagens para a rede, de maneira que se torna necessário o planejamento e avaliação da rede elétrica de forma a preservar e evitar danos

ao sistema (Nwaigwe et al., 2019). A conexão de SFs ocasiona na postergação dos investimentos de expansão da rede de distribuição, redução das PTs, podendo reduzir à tarifa, maior confiabilidade, dentre outros (Lucchese et al., 2018). Contudo, a quantidade de penetração dos SFs na rede, pode resultar em impactos negativos, ocasionando em novos desafios e uma maior complexidade na operação das redes de distribuição (Augusto et al., 2019).

Destaca-se o *Hosting Capacity*, um indicador que permite que as distribuidoras realizam a análise do impacto dos SFs em conjunto com a quantidade de geradores instalados. Consiste na máxima capacidade de geradores distribuídos que um alimentador pode receber sem que interfira de maneira negativa na rede, como o fluxo de potência bidirecional (Augusto et al., 2019), (Jothibasu et al., 2016).

3. METODOLOGIA

A metodologia em um primeiro instante, consiste na análise da rede IEEE 34 barras sem levar em consideração nenhum procedimento da ANEEL. A próxima etapa consiste na análise da rede considerando a metodologia do órgão regulador. Nas próximas etapas, é realizado a construção de modelos com a presença de SFs, levando em consideração os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL. Por fim, é realizada a análise dos modelos criados, e uma análise crítica dos resultados obtidos.

3.1 IEEE 34 barras

A partir do alimentador IEEE 34 barras, criou-se um modelo variável no tempo, considerando-se perfis de carga comercial, residencial, industrial, rural, serviço público e iluminação pública. Essas especificações foram utilizadas considerando o dia útil, sábado e domingo/feriado, conforme exige a metodologia da ANEEL. Além disso, é considerada a presença de SFs, para avaliar montante apurado de PTs.

3.2 Parâmetros do sistema adotado

Para a realização dos estudos utilizou-se como base a distribuidora de energia elétrica RGE – CPFL Energia, sendo uma das maiores concessionárias do Rio Grande do Sul. Desta forma, os dados da irradiância solar foram obtidos por meio do Atlas Solar Global, considerando o mês de janeiro de 2022, para cada uma das cidades que a distribuidora de energia RGE-CPFL abrange, onde foi realizada a média aritmética para cada hora, o mesmo processo foi realizado para os dados de temperatura, os quais foram obtidos por meio dos sites abertos: climate-data.org e irga.rs.gov.br. Para o mês em análise são considerados 24 pontos conforme estabelecido na metodologia da ANEEL. A Figura 1 demonstra, a curva de irradiância para as cidades consideradas.

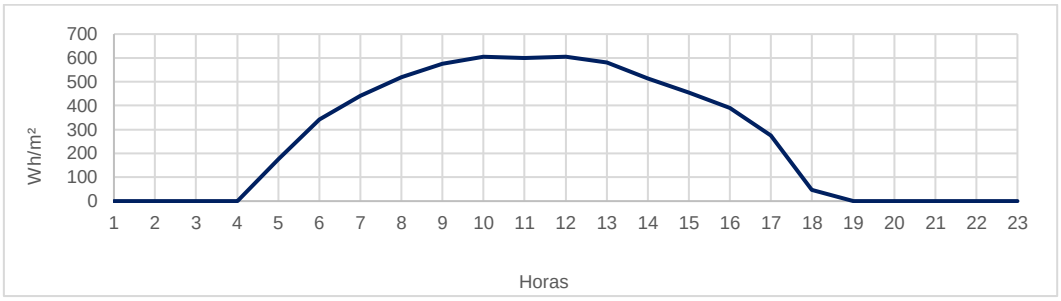


Figura 1 – Gráfico da irradiância para as cidades consideradas.

Para as simulações foi considerado o SF composto de 14 módulos fotovoltaicos de 250Wp da Risen SYP 250P. Já o inversor utilizado, foi o da Fronius Galvo 3.1-1, que possui potência de saída de 3,1 kW. Os dados para modelagem destes foram obtidos a partir do *datasheet* das marcas.

3.3 Parâmetros e definições de modelos

Em frente a problemática da ANEEL não apresentar informações referente a inserção de SFs no cálculo das PTs, expostas no Módulo 7, a finalidade do estudo consiste na criação de um modelo de cálculo que inclua os SFs no cálculo das perdas. De maneira a criar um modelo fidedigno com as

concessionárias e o órgão regulador, foram utilizadas as informações de posse de ambas, além dos dados de irradiância e temperatura de livre acesso.

O *OpenDSS*, é um *software* que possui diversos elementos que podem ser utilizados para realizar a simulação de SFs. Dentre eles, um modelo característico para as análises com SFs é o *PVSystem,* o qual necessita de um banco de dados sempre atualizado tanto da distribuidora de energia quanto da ANEEL. Já o *Generator*, é outra opção utilizada para esse tipo de simulação, esse elemento não requer um banco de dados em constantes atualizações, por ser um elemento que não necessita de informações tão específicas.

De acordo com a (CPFL ENERGIA, 2020), a documentação exigida pela concessionária RGE-CPFL é dividida em documentação técnica e comercial. A documentação técnica e comercial está demonstrada na Tabela 1.

Tabela 1 – Documentação técnica e comercial exigida

Documentação Técnica exigida	
Certidão de Registro de Profissional e Anotação de Responsabilidade Técnica (ART)	Tipo de atendimento e seção transversal dos cabos
Dados da Unidade Consumidora (UC) e data pretendida de instalação	Número de fases da instalação e Disjuntor
Padrão de entrada (categoria - GED 13/RIC BT)	Caixa de medição (tipo, segundo a GED 14945)
Demanda disponibilizada (se MT) ou carga instalada (se BT)	Quantidade de módulos e inversores com fabricantes e modelos de ambos
Potência de picos dos módulos e inversores	Área Ocupada
Projeto em AutoCAD (localização/situação e o diagrama unifilar)	Certificado do inversor, em conjunto com fotos do padrão de entrada e dispositivo de proteção geral
Documentação Comercial exigida	
Informações de identificação pessoais	Memorial descritivo
Procuração	Integra as informações anteriores, como localização, tipo da fonte de geração da energia, potência ativa, tensão e corrente por módulo e quantidade deles.
Dados da Unidade Consumidora (UC) e Carga instalada	
Tensão de atendimento e tipo de conexão	
Potência instalada de geração e o tipo da fonte de geração	

Vale ressaltar, que a concessionária de energia, recebe todo o projeto de energia solar, verifica se as informações estão corretas, e se estiverem, aprovam o projeto. Após aprovado a empresa responsável realiza a instalação do SF e a concessionária de energia executa a inspeção, e em seguida a conexão é realizada.

O banco de dados da ANEEL conta com as seguintes informações sobre os SFs registrados: a distribuidora, código da geração distribuída, titular da UC, classe, subgrupo, modalidade, quantidade de UCs que recebem os créditos, município, Unidade da Federação (UF), Código de Endereçamento Postal (CEP), data da ligação, fonte de geração, potência instalada (kW), quantidade de módulos fotovoltaicos, quantidade de inversores e área do arranjo. Estes dados são obtidos por meio do banco de informações de janeiro de 2019 (Scolari, 2019). No entanto, de acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), não houve alterações nas informações registradas até o momento, do ano de 2022.

Assim, no presente artigo são criados modelos mais completos e simplificados para verificar o impacto em relação às PTs, com o intuito de levar em consideração o efeito desta alteração em relação ao cadastro das informações.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Foram criados três modelos, composto de diferentes variáveis para realizar a análise. Sendo eles:

Modelo 1: Rede IEEE 34 barras, com inserção de SFs no modelo do *PVSystem* com informações mais específicas: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, potência aparente do inversor, irradiância, potência máxima nominal do painel, temperatura, fator de potência, eficiência do inversor, curvas de irradiação e da potência máxima do painel versus a temperatura.

Modelo 2: Rede IEEE 34 barras com inserção de SFs, no modelo do *Generator*, inserindo: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, potência máxima

do painel, fator de potência, modelo, tensão mínima e máxima permitida (pu) e a irradiância do dia útil, sábado e domingo.

Modelo 3: Rede IEEE 34 barras com inserção de SFs, no modelo *PVSystem* com informações básicas: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, a potência aparente do inversor e a potência máxima nominal do painel.

Foram inseridos os SFs nas mesmas barras em todos os modelos, sendo inseridos tendo como base as potências das cargas, no intuito de suprir a demanda das mesmas, conforme demonstrado na Tabela 2. Os SFs foram inseridos sem considerar uma metodologia para a alocação, devido ao fato em que um sistema de distribuição real basta o consumidor atender todos os requisitos exigidos pela concessionária para instalação da geração.

Tabela 2 - Inserção dos geradores distribuídos fotovoltaicos

Barra	Potência	Tipo de fornecimento	Barra	Potência	Tipo de fornecimento
802	15,0	Monofásico	890	150,0	Trifásico
810	8,0	Monofásico	840	18,0	Trifásico
816	2,5	Monofásico	830	25,0	Trifásico
820	84,0	Monofásico	834	61,5	Trifásico
848	20,0	Trifásico	856	2,0	Monofásico

Após a inserção das características em cada um dos modelos criados, é demonstrado na Figura 2, a potência demandada da subestação para os modelos criados considerando a presença de SFs, além de comparar com o modelo que considera as regulamentações do PRODIST, no entanto, sem a presença de SFs e a comparação com o caso base da rede IEEE 34 barras, sem a metodologia da ANEEL, sendo simulado para um período de 72 horas.

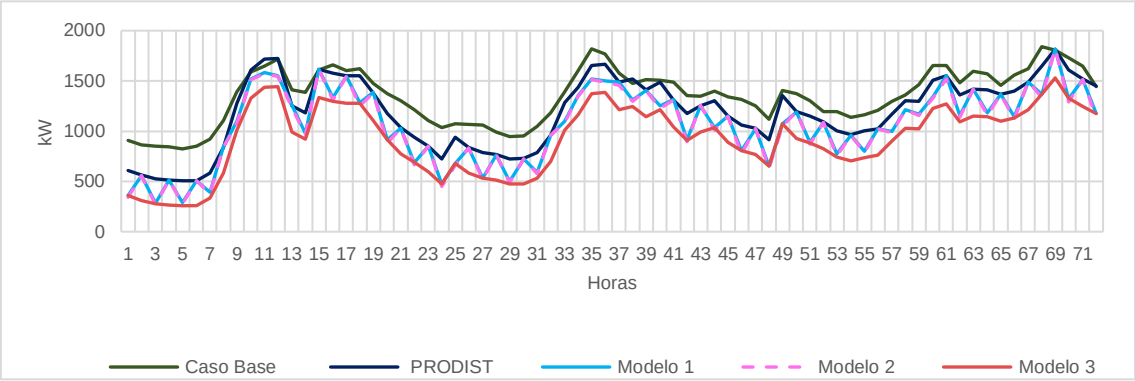


Figura 2 – Total da potência demandada da subestação

Na Tabela 3, é demonstrado os valores apurados da potência requisitada para a subestação, nos três dias de análise, ou seja, o somatório das 72 horas.

Tabela 3 – Apresentação dos valores da potência demandada.

	Dia Útil (kW)	Sábado (kW)	Domingo (kW)
Caso Base	30.327,92	31.603,7	35.162,76
PRODIST	25.827,42	27.664,96	32.097,9
Modelo 1	22.853,81	24.665,94	29.025,11
Modelo 2	22.583,94	24.388,54	28.179,65
Modelo 3	19.519,70	21.331,19	25.613,67

É perceptível que o caso base, o qual refere-se a rede IEEE 34 barras e sem a aplicação de nenhuma metodologia, necessita de uma potência demandada da subestação superior (cerca de 14,8% em dia útil) em relação ao caso do PRODIST, onde este possui a aplicação das regulamentações. No entanto, o PRODIST não leva em consideração a presença de SFs, onde comparado com os modelos criados os quais possuem a energia solar presente em suas modelagens, demonstram uma potência exigida da subestação ainda menor, devido a potência ser oriunda dos sistemas próprios de geração. Este fato demonstra diretamente uma das principais vantagens no que se refere a inserção de GD, a qualidade de energia, uma vez que a mesma auxilia no suprimento de energia ao longo do horário de operação do sistema e pode postergar investimentos em redes de distribuição.

Quando se analisa a influência dos SFs na rede elétrica no que se refere as PTs, são analisadas as perdas nas linhas, demonstrado na Figura 3, e as perdas nos transformadores, na Figura 4. É demonstrado na Tabela 4, as perdas nas linhas e as perdas nos transformadores, as PTs foram apuradas em um período de 72 horas, para os três dias em análise (dia útil, sábado e domingo).

Ao analisar a Tabela 4, é notável que o caso base possui as perdas mais elevadas quando comparado com os demais modelos com SFs. Isso pode ser explicado, pelo fato que o método exigido pela ANEEL altera características significativas do sistema, podendo-se citar os modelos de carga, a não consideração de elementos de compensação de energia, além da consideração somente da impedância de sequência positiva nos condutores e sistema equilibrado.

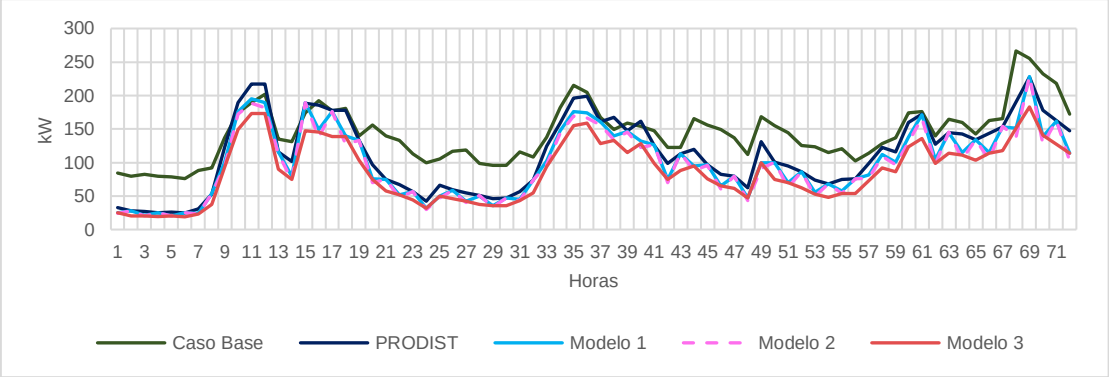


Figura 3 – Perdas nas Linhas.

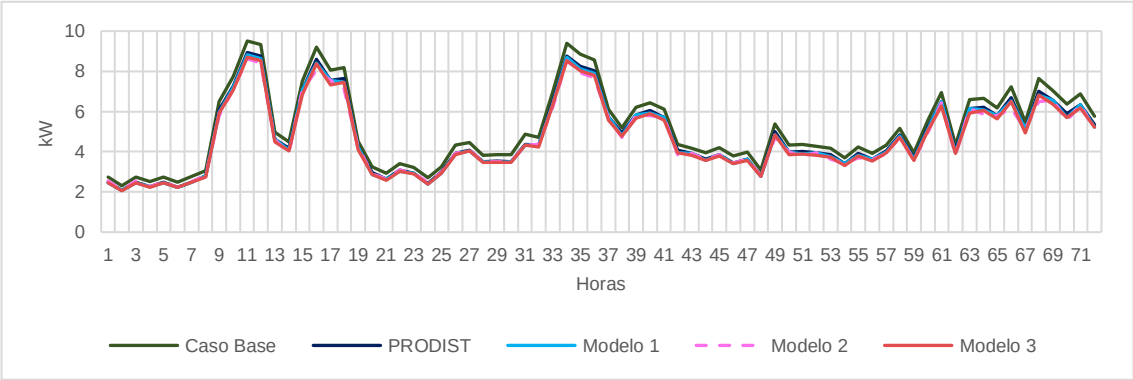


Figura 4 – Perdas nos transformadores

Tabela 4 – Apresentação dos valores das perdas nas linhas e nos transformadores (kW)

	Linhas			Transformadores		
	Dia Útil	Sábado	Domingo	Dia Útil	Sábado	Domingo
Caso Base	3134,37	3336,47	3861,71	116,83	124,54	130,46
PRODIST	2410,96	2547,04	3125,07	108,34	115,30	121,14
Modelo 1	2157,33	2277,82	2773,77	107,14	114,08	119,44
Modelo 2	2087,16	2205,15	2667,58	106,05	113,27	117,31
Modelo 3	1872,21	1983,74	2400,74	105,74	112,74	117,54

Quando se analisa a criação dos modelos, é perceptível que o modelo 1 apura melhor as PTs, devido ao fato deste ser um modelo mais completo e com informações mais específicas. Enquanto o modelo 3, o qual foi modelado com informações mais básicas, apura perdas menores, no entanto, quando se analisa as perdas nos transformadores no domingo é visualizado que este apurou melhor que o modelo 2. Esse comportamento pode ser explicado devido a inserção das curvas de carga, pois o domingo, vem mostrando desde a análise da potência demandada na subestação valores mais elevados.

É demonstrado, por meio dos resultados que a inserção de informações mais específicas na modelagem da rede, resulta em um modelo mais assertivo para a apuração das PTs, como demonstrado no modelo 1, oriunda dos dados de posse da concessionária e da ANEEL. Assim, destaca-se a importância da análise desta proposta, visto que demonstra vantagens no cenário das PTs.

Ainda, vale ressaltar que a metodologia utilizada para o cálculo das PTs, têm sofrido modificações no decorrer dos anos, no entanto apesar da evolução metodológica, a ANEEL simplifica cerca de 13% das PTs reais devido às simplificações de acordo com (Martins et al., 2019). Tem-se ainda a procura das concessionárias de energia elétrica no quesito de uma revisão metodológica no cálculo das PTs, devido ao grande crescimento dos SFs (Reinaldo et al., 2020). Além disso, a quantidade apurada de PTs, pode impactar de forma significativa para o consumidor e para a concessionária, além de possível redução na tarifa.

Deste modo, evidencia-se a importância de uma revisão na técnica de apuração das perdas utilizada pela ANEEL, de modo que a metodologia proposta

neste artigo para a apuração das PTs, faz-se relevante dentro do contexto da regulação, demonstrando modelos mais fidedignos para a apuração das PTs, os quais consideram os sistemas fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Andrade, V. B.; Jr. Paixão, U. C.; Moreira, C. E.; et al. Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o *software* OpenDSS, 2020.

ANEEL. PRODIST Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, 2021.

Atlas Solar Global. Disponível em: < https://globalsolaratlas.info/map>. Acesso em: 26 maio 2022.

Augusto, K.; et al. Estudo de Máxima Potência de Painéis Fotovoltaicos em um Alimentador Primário de Distribuição de Energia Elétrica, 2019.

Barouche, I. de O.; et al. Novas Proposições Metodológicas para o Cálculo das Perdas Técnicas no âmbito do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, 2016.

CPFL ENERGIA. Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2020.

Dados climáticos para cidades mundiais. Disponível em: <https://pt.climate-data.org/>. Acesso em: 26 maio 2022.

Ferreira, B. C.; Coelho, F. C. R.; et al. Estratégias de operação para sistemas de armazenamento de energia conectados à rede elétrica de distribuição, 2021.

Hammershmitt, B. K.; Abaide, A. da R.; Lucchese, F. C.; et al. Non-Technical losses review and possible methodology solutions, 2020.

Instituto Rio Grandense de Arroz – Governo do Estado do Rio Grande do Sul – Secretária da Agricultura, Pecuária e Desenvolvimento Rural. Disponível em: < https://irga.rs.gov.br/inicial>. Acesso em: 26 maio 2022.

Jothibasu, S.; Dubey, A.; Santoso, S. Cost of integration distributed photovoltaic generation to the utility distribution circuits, 2016.

Lucchese, F. C.; Martins, C.; et al. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, 2018.

Martins, C. C. Metodologia de alocação das perdas não técnicas a partir da localização de consumidores irregulares em redes de distribuição, 2021.

Martins, C. C.; et al. Sensitivity Analysis of the Brazilian Methodology of Calculation of Technical Losses in the Electric Energy Distribution System, 2019.

Nwaigwe, K. N.; Mutabilwa, P.; Dintwa, E. An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids, 2019.

Pegado, R de A.; Cavalcanti, D. H. S.; Gomes, R. C. G.; et al. Reconfiguração de redes de distribuição visando redução de perdas utilizando enxame de partículas seletivo modificado, 2020.

Pereira, E. C.; Barbosa, A. S.; Teixeira, E. H.; et al. Cálculo de perdas técnicas por meio do Software OpenDSS – Experiência Cemig D, 2016.

Razavi, S. E.; Rahimi, E.; Javadi, M. S.; et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review, 2019.

Reinaldo, P. M.; Dupczak, B. S.; Neto, E. A. C. A. Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na rede de baixa tensão da CELESC, 2020.

ANÁLISE DAS VIBRAÇÕES DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO PARA FINS DE MANUTENÇÃO

Carlos Kuriyama

Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

Apenas citando a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), estão registrados 438.951 transformadores, com uma potência média de 31,2 kVA. As informações que se tem sobre eles provém de um cadastro de equipamentos, onde encontramos dados do equipamento, data de aquisição e instalação e histórico de movimentação. A movimentação geralmente ocorre quando o transformador está avariado. Estudos mostram que a primeira avaria de 50% dos transformadores ocorre aos 9 anos, e que apenas 1% dos transformadores seguem operando após 27 anos de funcionamento. A manutenção dos transformadores de distribuição segue o modelo corretivo, mas poderia passar para o modelo preditivo, se houvesse um meio de monitorar o estado dos transformadores. Os sensores que monitoram os grandes transformadores das subestações, não se aplicam aos pequenos transformadores de distribuição, devido ao elevado custo. Este artigo propõe a utilização da análise de vibração, uma técnica muito utilizada em manutenção mecânica, mas pouco usada em manutenção elétrica. Todos os transformadores geram ruídos. São duas as fontes desta vibração, os enrolamentos e o núcleo. Ambas dependem da tensão e da corrente aplicada aos transformadores. A norma NBR7277 (2013) orienta a medição do nível de ruído emitido pelos transformadores, e a norma NBR10151 (2000) impõe limites a estes ruídos visando o conforto humano. Neste trabalho foram desenvolvidos dois sistemas de aquisição de dados de baixo custo para analisar e apresentar as medições de vibração. O primeiro com um acelerômetro MPU6050, um Arduino e um computador. O segundo com um microfone MAX9814, um osciloscópio USB e um computador. Foram feitas medições de

ruído em um transformador trifásico de 400VA, a vazio, com carga resistiva e com um retificador de meia onda. Buscou-se relacionar a vibração do transformador com a carga aplicada ao mesmo. Os pontos positivos destes sensores são; o custo reduzido, a instalação não invasiva e nenhum contato com partes ativas do transformador. Como desvantagens tem-se; a dependência de uma rede de comunicação para o monitoramento do transformador, sem a qual a manutenção preditiva fica impossibilitada. Os resultados mostram que os dois sensores conseguem captar os ruídos do transformador, identificar as frequências predominantes, e confirmar a relação existente entre a vibração e a corrente elétrica. Este trabalho conclui que a utilização de sensores de vibração para o monitoramento de transformadores trifásicos de distribuição, é uma nova possibilidade que se soma a outros sensores tradicionais, e que se torna viável à medida que as *Smart Grids* sejam implantadas. Consolidar este desenvolvimento significa, entre outras coisas, garantir a entrega de energia de forma contínua e segura.

Palavras-chave: Manutenção preditiva; Ruídos; Sensores de vibrações; Transformadores de distribuição.

ABSTRACT

Just to mention Companhia Paranaense de Energia (COPEL), 438,951 transformers are registered, with an average power of 31.2 kVA. The information that we have about them comes from an equipment registry, where we find data about the equipment, date of acquisition and installation, and movement history. The movement usually occurs when the transformer is broken. Studies show that the first breakdown of 50% of the transformers occurs at 9.0 years, and that only 1% of the transformers continue operating after 27 years of operation. Maintenance of distribution transformers follows the corrective model, but could move to the predictive model if there were a means of monitoring the condition of the transformers. The sensors that monitor large substation transformers are not applicable to small distribution transformers due to the high cost. This paper

proposes the use of vibration analysis, a technique widely used in mechanical maintenance, but little used in electrical maintenance. All transformers generate noise. There are two sources of this vibration, the windings and the core. Both depend on the voltage and current applied to the transformers. The NBR7277 standard (2013) guides the measurement of the noise level emitted by transformers, and the NBR10151 standard (2000) imposes limits on these noises aiming at human comfort. In this work, two low-cost data acquisition systems were developed to analyze and present the vibration measurements. The first with an MPU6050 accelerometer, an Arduino, and a computer. The second with a MAX9814 microphone, a USB oscilloscope, and a computer. Noise measurements were made on a 400VA three-phase transformer, at no load, with resistive load, and with a half-wave rectifier. The aim was to relate the vibration of the transformer to the load applied to it. The positive points of these sensors are low cost, non-invasive installation and no contact with active parts of the transformer. The disadvantages are the dependence on a communication network for monitoring the transformer, without which predictive maintenance becomes impossible. The results show that the two sensors can pick up transformer noise, identify the predominant frequencies, and confirm the relationship between vibration and electric current. This work concludes that the use of vibration sensors for monitoring three-phase distribution transformers, is a new possibility that adds to other traditional sensors, and that becomes feasible as Smart Grids are deployed. Consolidating this development means, among other things, ensuring the delivery of power continuously and safely.

Keywords: Predictive maintenance; Noise; Vibration sensors; Distribution transformers.

1. INTRODUÇÃO

O Os transformadores de distribuição de energia de pequena potência existem aos milhares, e para as empresas do setor elétrico, é um grande desafio manter um controle sobre eles.

A vida útil do transformador está relacionada a muitos fatores, dentre os quais destacam-se a manutenção recebida e as condições de operação. Os transformadores de distribuição instalados são esquecidos, até o fim de sua vida útil, porque um sistema de monitoramento para viabilizar a manutenção preventiva, tem um alto custo para este tipo de equipamento.

Este trabalho busca desenvolver um sistema de monitoramento de baixo custo, buscando uma nova abordagem, que relaciona as vibrações mecânicas do transformador com os fluxos de potência do mesmo.

2. FUNDAMENTAÇÃO

2.1 Vibração Mecânica

Segundo Mercuri, Martins e Trautmann (2011), à medida que a massa vibratória se move, a sua velocidade se altera, a análise de vibração utiliza as grandezas; velocidade (mm/s), deslocamento (μm) e aceleração (m/s²) ou em unidades de constante gravitacional “g”, onde 1 g = 9,81 m/s². O valor de vibração medido em RMS é um dos mais relevantes, por considerar o histórico no tempo da onda, e estar relacionado a energia contida na onda, ou seja, a capacidade destrutiva da vibração.

O termo vibração é o mais amplo, já o termo som diz respeito a vibração percebida pela audição humana, e termo ruido é uma vibração sem harmonia. Para Isaias; Curi, (2008) o som é medido em dB(A).

Existem três motivos principais para a geração de ruído: O efeito de magnetostricção no núcleo, a refrigeração ativa, e a interação entre os campos magnéticos e as correntes das bobinas.

2.2 Padrões e Limites de Vibração

A ISO 2372 (1974) relaciona níveis de vibração com a severidade de problemas que as máquinas rotativas podem ter. A norma ABNT NBR 7277 (1998) orienta a medição do ruído dos transformadores. Os valores medidos devem então atender aos limites especificados em normas ambientais do local de instalação, como a ABNT NBR 10151 (2020). A ABNT NBR 5356-8 (2007)

mostra que, conforme a potência do transformador, existe um nível de ruído esperado, por exemplo, para potências até 50kVA aceitamos 48dBA.

2.3 Análise de Domínio do Tempo e da Frequência

De acordo com Lathi (2007, apud Mercuri, Martins e Trautmann, 2011), os sinais discretos são coleções de números, que representam situações discretas. O sinal amostrado a partir de um sinal contínuo no tempo é uma fonte de sinais discretos. Através de conversor analógico para digital (ADC) um sinal analógico é convertido para um sinal digital discreto.

Um sinal com espectro limitado a BHz pode ser reconstruído a partir de amostras tomadas uniformemente a taxas acima de fs = 2B amostras por segundo, conhecida como taxa de Nyquist. Mas os sinais reais são limitados no tempo e ilimitados na frequência, então não há limites para a frequência de amostragem. Este fenômeno é conhecido por *aliasing*, e isto impede a reconstrução do sinal original. A solução é o filtro *anti-aliasing*, com frequência de corte em fs/2, que suprime as interferências das altas frequências e os ruídos.

A Transformada Rápida de Fourier, FFT, pode gerar um erro chamado *leakage,* porque a FFT espera um sinal periódico, mas o conversor A/D entrega um sinal descontinuo. Aplicando o janelamento ao sinal, após o conversor, este sinal passará a ser periódico e o erro não ocorrerá.

2.4 Vida Útil dos Transformadores

Segundo Martins (2009), o tempo de vida do transformador se reduz a metade, para cada 6-8ºC de subida de temperatura, para além da temperatura normal de operação. A vida útil de um transformador é de 17 a 18 anos até surgir o primeiro defeito, 22 anos para funcionamento continuo em carga nominal e 55 anos com carga baixa, e inexistência de problemas na rede.

3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para detectar a vibração gerada por transformadores, foram utilizados dois métodos, com microfone e com acelerômetro.

3.1 O Transformador de Testes

O transformador utilizado para a realização dos testes tem as seguintes especificações: 400VA, trifásico, 60Hz, delta estrela aterrada, tensão de linha primária 440V e secundária 18V. Correntes secundárias máximas de 12A.

Como a tensão disponível no local do ensaio é de 220V, e a relação de transformação é de 24,44 então, a tensão de fase secundária resulta em 5,2V.

A carga para os testes é um banco de resistores. E para aumentar o conteúdo harmônico das vibrações, foi utilizado um diodo em uma das fases.

3.2 Detecção da Vibração por meio de Microfones

Para construir o sensor de vibração, foi utilizado um módulo captador de som GY-MAX9814. É um módulo com ganho entre 40dB até 60dB. O sinal de vibração, após captado e amplificado, é analisado em um osciloscópio USB.

3.3 Detecção de Vibração por meio de Acelerômetro

Para construir o sensor de vibração, foi utilizado um módulo sensor de vibração GY521. É um acelerômetro com escala de aceleração de +/- 2g, e um conversor A/D de 16 bits. A sensibilidade é de 16.384 partes de 1g. Taxa de amostragem de 1kHz, e largura de banda de 260Hz.

O microcontrolador Arduino faz a ponte entre o GY521 e o computador. Ele recebe os dados no protocolo I2C e envia ao computador pelo protocolo USB. O programa do Arduino, após receber uma liberação do computador, lê valores de aceleração durante 2 segundos a uma taxa de 1kHz.

No computador temos o programa Python, que recebe as informações, armazena em um arquivo, depois abre o arquivo e apresenta os gráficos de aceleração em função do tempo e da frequência.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Experimentos com o Sensor de Ruído Baseado em Microfone

Os resultados dos ensaios com o sensor de microfone são apresentados na Tabela 1. Com o transformador desligado, temos o limiar de ruído de fundo, ruídos externos.

Ao ligar o transformador sem carga, já ocorre um aumento dos ruídos. Isto se deve a corrente de magnetização do núcleo, e a magnetostricção no núcleo, independe da carga do transformador, de acordo com Mercado Curi (2008).

Com o carregamento progressivo do transformador, surge uma nova parcela de ruído da interação entre, o campo magnético dos enrolamentos e as correntes elétricas nos mesmos. Com o aumento da corrente, o ruído também aumenta.

Tabela 1 – Nível de ruído em função do aumento da carga e a localização do sensor

Posição do sensor microfone / **Carga do transformador**	**Sobre a bobina. Na lateral. (mV)**	**Sobre o núcleo. No centro. (mV)**	**Sobre o núcleo. No centro. (mV) Com diodo em uma fase.**
Desligado	51,1	66,1	66,1
Ligado sem carga	97,7	147	147
Ligado com carga trifásica de 2 Ohm. 2,6A. 40,5w	115	168	158
Ligado com carga trifásica de 1 Ohm. 5,2A. 81,1w	133	179	224
Ligado com carga trifásica de 0,5 Ohm. 10,4A. 162,1w	196	179	395

A Figura 1 mostra o sinal do ruído no tempo, e na frequência. Na primeira linha, o transformador está desligado, os gráficos mostram, que o meio ambiente tem vibrações de 30, 60 e 120Hz, ainda que com pouca amplitude. Na segunda

linha, com o transformador ligado e sem carga, o destaque fica por conta dos 120Hz, devido a magnetostricção.

Na primeira e segunda coluna, aplicamos carga linear no transformador, com valor cada vez maior nas linhas três a cinco. Se destacam frequências múltiplas da fundamental, 30, 60, 120, 180, 240. Interessante observar que o nível de sinal é maior na lateral do transformador, sobre o enrolamento, do que sobre o núcleo de aço, isto mostra que parte do ruído surge da interação das correntes elétricas com os campos magnéticos nas bobinas do transformador.

Na terceira coluna, aplicamos carga não linear no transformador, com valor cada vez maior nas linhas três a cinco. O nível do ruído foi maior que os níveis anteriores, e surgiram frequências de 30, 60, 120, 180, 240, 300, 360, 420, 480, 540 até 600Hz.

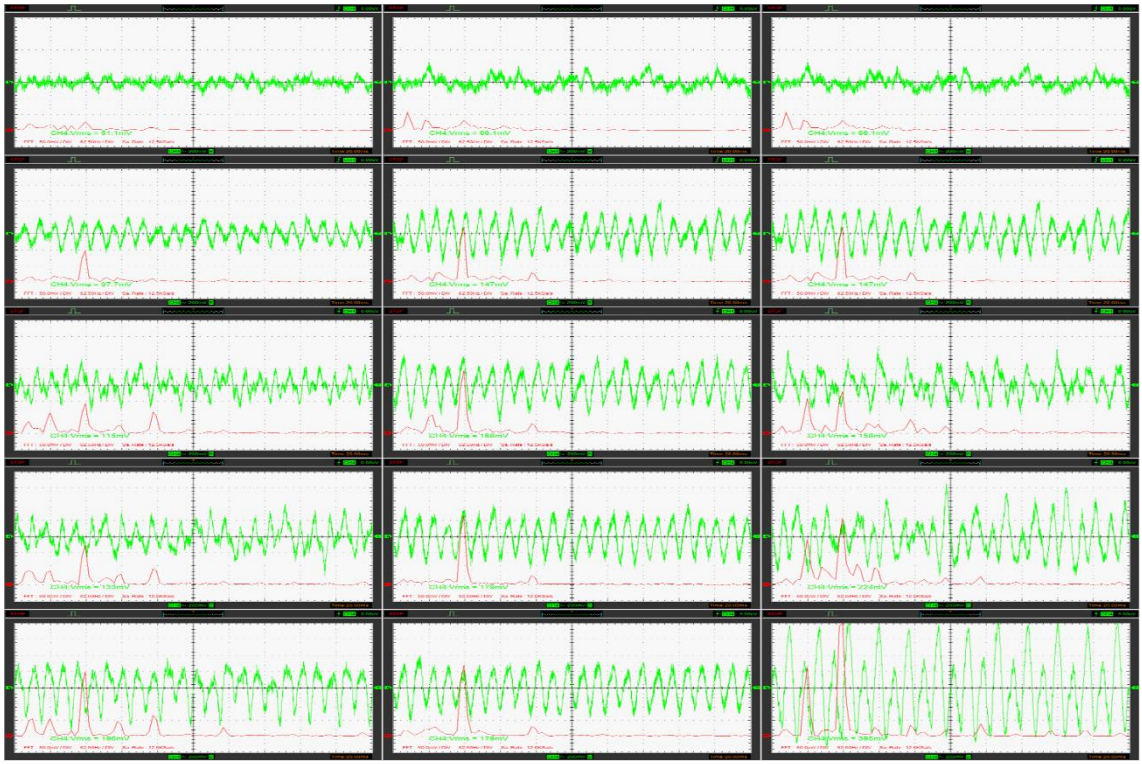


Figura 1 – Resultados do sensor de microfone em função do aumento de carga e localização do sensor

4.2 Experimentos com o Sensor de Ruído Baseado em Acelerômetro

Os resultados dos experimentos realizados com o sensor de vibração podem ser vistos na Figura 2. O transformador foi carregado com uma carga monofásica, na fase R. Na primeira linha da figura, temos o transformador com uma carga de 1Ω **e** 27,0w, na segunda linha 0,5Ω **e** 54,1w, na terceira 0,25Ω e 108,2w, e na última linha 0,5Ω **e** 27,0w, com um diodo retificador.

Cada coluna representa um posicionamento do sensor. Na coluna da direita o sensor está sobre a fase R, na coluna central o sensor está sobre a fase S, e na coluna da direita o sensor está sobre a fase T. O sensor fica em contato direto com o núcleo de aço do transformador.

Visualmente a Figura 2 indica que a vibração é mais intensa sobre a fase carregada, reduzindo à medida que afastamos o sensor, colocando-o sobre as demais fases do transformador.

É possível ver um nível base de ruído, que é do sistema de medição e do meio ambiente. E sobre esta base de ruído, se erguem indicações de frequências múltiplas da frequência fundamental da rede elétrica de alimentação do transformador.

Com carga linear, destaca-se a frequência de 120 Hz, e 240 Hz. Com carga não linear, o ruído como um todo se intensifica, e surgem frequências múltiplas da fundamental, 60, 120, 180 e 240 Hz.

O analisador de vibração utilizado, é um protótipo de baixo custo, que se destacou pela sensibilidade, com leituras de milésimos de um “g”, e por sua faixa de medidas, de 0 Hz a 250 Hz.

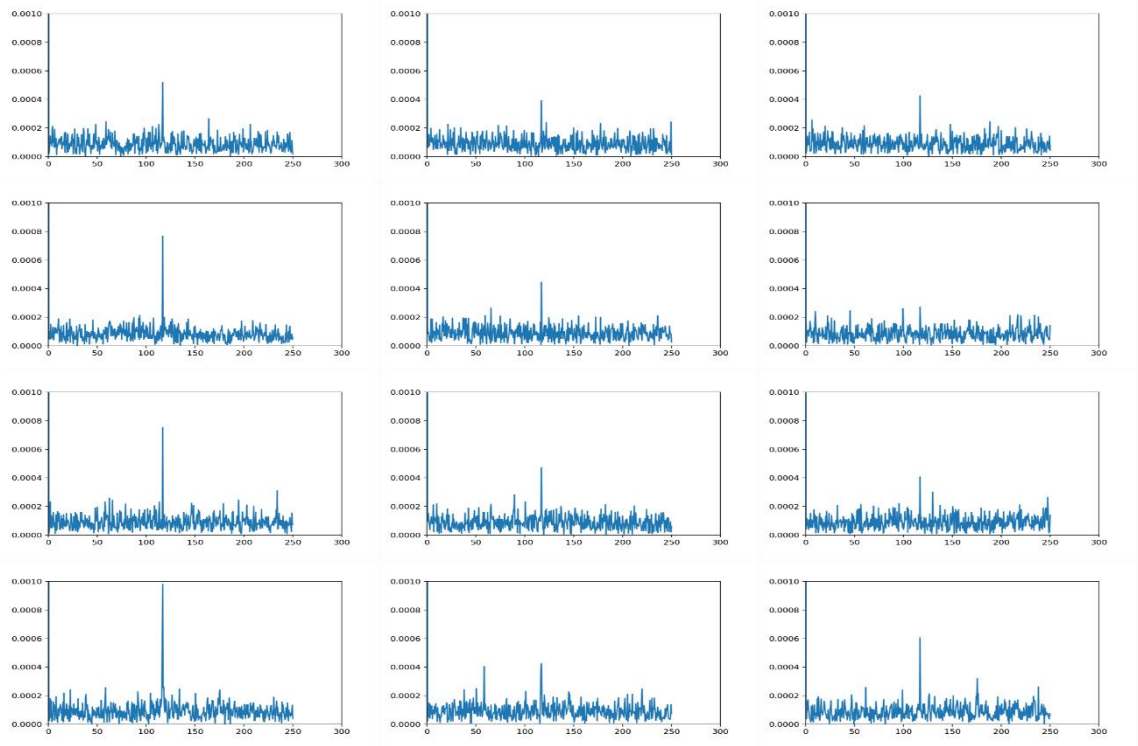


Figura 2 – Resultados do sensor de aceleração em função do aumento de carga e localização do sensor

5. CONCLUSÃO

A análise de vibração é pouco utilizada em máquinas elétricas. O motivo é que os grandes transformadores são monitorados através de suas grandezas elétricas, sendo desnecessário monitorar o ruído. E os pequenos transformadores de distribuição não são monitorados, devido a relação de sua importância no sistema e o custo da instrumentação necessária.

Foram utilizados no experimento dois sensores de vibração, com as seguintes características: baixo custo, não invasivos e instalados longe de partes energizadas do transformador. E a partir dos resultados obtidos, conclui-se que existe uma relação entre carregamento do transformador e o ruído gerado.

Desta forma o artigo mostra uma nova aplicação para os sensores de vibração, e tenta com isto trazer para o universo da manutenção preditiva, os transformadores de distribuição.

O presente artigo deixa a oportunidade para trabalhos futuros, como definir qual o limite de vibração máximo antes de ser necessária uma intervenção de manutenção no transformador ou na rede de distribuição. E também o aprimoramento de sensores e instrumentação específicos para análise de vibração em máquinas elétricas com foco na manutenção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 10151. ABNT NBR 10151 NBR10151 Acústica - Medição e avaliação de níveis de. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://www.target.com.br/produtos/normas-tecnicas/27593/nbr10151-acustica-medicao-e-avaliacao-de-niveis-de-pressao-sonora-em-areas-habitadas-aplicacao-de-uso-geral. Acesso em: 23 jan. 2022.

ABNT NBR 5356-8. ABNT NBR 5356-8 NBR5356-8 Transformadores de potência - Parte 8:. [*S. l.*], 2007. Disponível em: https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/11911/abnt-nbr5356-8-transformadores-de-potencia-parte-8-guia-de-aplicacao. Acesso em: 22 jan. 2022.

ABNT NBR 7277. ABNT NBR 7277 NBR7277 Transformadores e reatores - Determinação do. [*S. l.*], 1998. Disponível em: https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/3095/abnt-nbr7277-transformadores-e-reatores-determinacao-do-nivel-de-ruido. Acesso em: 23 jan. 2022.

ISO 2372. ISO - ISO 2372:1974 - Mechanical vibration of machines with operating speeds from 10 to 200 rev/s — Basis for specifying evaluation standards. [*S. l.*], 1974. Disponível em: https://www.iso.org/standard/7212.html. Acesso em: 22 abr. 2022.

MARTINS, Maria. Gestão da vida útil dos transformadores. Ciência & Tecnologia dos Materiais, [*s. l.*], v. 21, n. 3–4, p. 2–9, 2009.

MERCADO CURI, Elvys Isaias. Metodologia de projeto de alocação de absorvedores dinâmicos para a redução de ruído emitido por transformador de potência. 2008. 148 f. [*s. l.*], 2008.

MERCURI, José Renato; MARTINS, Otávio Ferreira; TRAUTMANN, Paulo Victor. Desenvolvimento de um sistema supervisório para análise de motores elétricos através da vibração mecânica. 2011. 124 f. [*s. l.*], 2011.

ANÁLISE DE CENÁRIOS DE MUDANÇA NA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NA EUROPA COM O CONFLITO RÚSSIA-UCRÂNIA

Huang Ken Wei

Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

O conflito entre Rússia e Ucrânia tem colocado em voga a segurança energética dos países europeus, com o fornecimento de gás natural a países do ocidente europeu ameaçado. Neste trabalho é feita uma contextualização do problema, seguida de uma análise de possíveis cenários e alternativas para que o suprimento energético de gás natural para os países europeus não seja interrompido, tanto para o curto prazo quanto para o médio e longo prazo.

Palavras-chave: Gás Natural; Rússia; Ucrânia; Segurança Energética Europeia.

ABSTRACT

The Russia-Ukraine war has put the energy security of European countries in vogue, with the natural gas supply to Western European countries threatened. This work contextualizes the supply's problem, followed by an analysis of possible scenarios and alternatives so that the energy supply of natural gas to European countries is not interrupted, both for the short term and for the medium and long term.

Keywords: Natural Gas; Russia; Ukraine; European Energy Security.

1. INTRODUÇÃO

O gás natural, outrora pensado como um produto de pouco valor energético no setor petrolífero, é atualmente a terceira fonte primária de energia mais utilizada mundialmente, atrás apenas do petróleo e carvão (British Petroleum, 2021). Entre esses combustíveis, o gás natural tem o maior crescimento em seu uso nos últimos anos, com o IEA (2021) projetando um crescimento da demanda do vetor energético. Segundo dados da British

Petroleum (2021), no ano de 2019, aproximadamente 24,0% do consumo mundial de energia foi proveniente de gás natural. A Europa ocidental mantém o padrão mundial de consumo energético: no ano 2020, dos 77,15 exajaules de energia consumidos, 19,48 exajoules (541 bilhões de metros cúbicos ou bmc) ou 25,2% do consumo foi oriundo de gás natural. Apesar de apresentar uma demanda superior a 500 bmc anuais, estes países da Europa produziram, em 2020, 218,6 bmc de gás natural (British Petroleum, 2021), o que evidencia um déficit energético. Os dados da British Petroleum (2021) mostram que a produção europeia é concentrada na Noruega, Reino Unido e Holanda.

Atualmente, a Noruega é responsável por mais de 50% da produção de gás natural do continente, e em 2020 produziu cerca de 111,5 bmc, sendo o grande fornecedor de gás da região (British Petroleum, 2021). Como a Europa historicamente necessita de importações para completar a sua demanda de gás natural, países vizinhos ao bloco se tornaram grandes exportadores do combustível. O comércio de gás natural para o continente Europeu via gasodutos é por países como a Argélia (21,0 bmc), Azerbaijão (13,4 bmc), e Rússia (167,7 bmc). O gás natural também pode ser transportado na forma líquida, como gás natural liquefeito (GNL), e em 2020, o fornecimento para a Europa foi feito por diversos países, principalmente Catar (30,2 bmc), Estados Unidos (25,6 bmc), Nigéria (14,6 bmc) e Rússia (17,2 bmc) (British Petroleum, 2021). Desde os tempos de União Soviética, a Rússia é o principal exportador de gás natural para o continente europeu, com uma rede de gasodutos bem estruturada para o fluxo do combustível. Dois dos principais gasodutos de fornecimento de gás da Rússia para a Europa passam pela Ucrânia, que é tanto um país de passagem do gás russo quanto de distribuição, e estes gasodutos já chegaram a fornecer cerca de 80% do gás exportado pela Rússia para os europeus (Stulberg, 2017). A relação Rússia-Ucrânia tem atraído preocupação da Europa, principalmente por conta da questão energética. “Guerras” energéticas foram travadas entre os dois países, e em 2006 e 2009 houve cortes de fornecimento de gás da Rússia para a Ucrânia. As divergências ocorreram por disputas de dívidas e flutuações de preços entre a maior companhia russa fornecedora de gás, a Gazprom, e o

governo ucraniano (Sauvageot, 2020). Durante os cortes, além da Ucrânia, 17 países europeus sofreram com o corte de fornecimento (Stulberg, 2017).

A insegurança geopolítica fez com que novas rotas de gasoduto saindo da Rússia com destino aos países europeus fossem construídas, e com isso, a quantidade de gás russo com passagem pelo território ucraniano tem diminuído. Após a primeira crise entre os países em 2006, o percentual de gás russo transportado para Europa pelos gasodutos ucranianos era de 70%; já em 2021, dos 170,7 bmc entregues pela Rússia para os países europeus, 37,5 bmc passaram pela Ucrânia, ou seja, menos de 22% do total (OIES, 2022). Em 2022, as tensões entre as nações ex-integrantes da União Soviética cresceram, e uma eventual invasão militar da Rússia no território ucraniano é iminente. A ofensiva russa é vista pela União Europeia e os países da OTAN de forma negativa, e com isso, há a possibilidade que medidas como apoio militar a Ucrânia e sansões serem aplicadas (Astrov et al., 2022). Nesse contexto, este trabalho analisa o cenário atual do fornecimento de gás para a Europa tendo em vista o confronto, verificando o histórico de ações, tanto por parte da Rússia quanto dos países Europeus, em crises anteriores, a evolução do fornecimento de gás para o continente europeu e as alternativas de fornecedores de gás ou de outras fontes energéticas em caso de uma interrupção de fornecimento da Rússia. Para tal, é feita uma discussão dos cenários e alternativas diante das consequências para o setor de gás do confronto.

2. METODOLOGIA

Para a análise feita neste trabalho, são avaliados diversos artigos da comunidade cientifica com temas relacionados à segurança energética de gás natural da Europa, fluxo de gás natural da Rússia para países europeus, transporte de gás via Ucrânia e a crise energética entre Ucrânia e Rússia. Para esse trabalho, é assumido que com o conflito, o transporte de gás pelos gasodutos ucranianos é interrompido, e a partir dessa premissa, 3 cenários são analisados: o mais extremo, que é a interrupção total de distribuição do gás russo para os países europeus; um intermediário, no qual apenas os contratos de

longo-prazo entre os países europeus e a Rússia são preservados; e o mais brando, no qual há a preservação dos contratos de longo prazo e do mercado spot. Em cada um dos cenários, são analisadas as alternativas levantadas pela comunidade científica de forma a manter o consumo dos países europeus ou amenizar a redução da oferta de gás para estes países. Os cenários e alternativas foram baseados em Mitrova et al. (2016), Sauvageot (2020), Stulberg (2017), Boži et al. (2021) e OIES (2022).

3. CONTEXTUALIZAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

3.1 Busca de mercado GNL

Uma das alternativas para o suprimento dos países europeus é a expansão de importação de GNL. Desde o início da explotação do gás de folhelho nos Estados Unidos, há uma reorganização das rotas de fluxo de gás natural. Estudos como os de OIES (2022), Stulberg (2017), Cabras (2021) e Boži et al. (2021) comentam sobre a possibilidade de um aumento de suprimento de GNL para os países europeus. Por ser um commodity global, embora os preços variem um pouco com a distância, o GNL pode viajar por todo o mundo. Assim, como os contratos vem se tornando mais flexíveis, o GNL acaba sendo vendido para o comprador que paga o preço mais alto pela carga (Mitrova et al., 2016).

Os países europeus têm a concorrência dos asiáticos, como China, Japão e Coréia do sul, na compra do GNL: em 2020, esses 3 países importaram de 215,3 bmc de GNL (British Petroleum, 2021). Para a importação de GNL, são necessários terminais de regaseificação do gás (Mitrova et al., 2016), e em 2020, a União Europeia tinha 25 terminais com uma capacidade total de 215,1 bmc (Sauvageot, 2020), o que representa quase 40% da demanda de gás dos países europeus. A Espanha, Reino Unido e França têm as maiores capacidades de regaseificação, e há diversos projetos de novas plantas no continente, que aumentariam a capacidade de importação do gás em mais de 100 bmc (GIE, 2021).

3.2 Procura e explotação de gás não-convencional

O aumento da produção regional de gás na Europa poderia ser alcançado com a produção de gás não convencional. Mitrova et al. (2016) citam a pouca exploração de poços não convencionais na Europa: até o ano de 2016, menos de 100 poços haviam sido perfurados. Os autores comentam que as condições geológicas para a exploração não serem favoráveis, e empresas como da Exxon Mobil e ENI suspenderam seus investimentos em poços europeus, tanto por limitações econômicas quanto sociais e ambientais. Além disso, países com maior dependência do gás russo, como a Polônia e países bálticos, têm maior interesse em desenvolver a produção de gás de folhelho; apesar disso, esses países têm economias mais vulneráveis e menos abertas para o investimento do exterior. Por fim, o autor ressalta que, em 2020, o Reino Unido despontava como o país europeu com o maior potencial para investimento em produção de gás não convencional.

3.3 Utilização de reservas estocadas

Com relação a utilização de reservas estocadas, em caso de uma interrupção total de fornecimento, a OIES (2022) mostra que no início de fevereiro de 2022, os estoques atuais dos reservatórios europeus seriam suficientes para durar 67 dias. Apesar disso, o consumo de gás tende a diminuir significativamente no fim do inverno, e com isso o estoque de gás duraria mais tempo. De acordo com o GIE (2021), no ano de 2021, a Europa tinha uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 145 bmc de gás natural, com a Ucrânia (31,3 bmc) e Alemanha (24,9 bmc) representando mais de um terço dessa capacidade.

3.4 Fontes Alternativas de Energia

A opção utilizar fontes alternativas de energia é a que tem maior potencial de gerar externalidades positivas no viés ambiental, pois caso a fonte alternativa seja renovável, haverá redução nas emissões de gases poluentes. Contudo, OIES (2014) ressalta que a diversificação com energias renováveis são

complexas e podem impor custos financeiros maiores e até outros problemas ambientais; já o uso de carvão, além de impor um maior custo, geraria maior poluição. Boži et al. (2021) afirmam que a estimativa é que a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis na Europa dobre até o ano de 2030. A infraestrutura de gasodutos pode ser útil em caso de um crescimento da produção ou importação de biometano. Dados da GIE (2021) mostram que em 2020 a produção de biometano na Europa foi de aproximadamente 3 bmc, insuficiente para eventuais cortes do gás russo. A organização mostra que existem mais de 1000 plantas de biometano no continente, porém 10% delas não estavam conectadas ao grid de distribuição.

3.5 Outros mercados de gás natural

Outra alternativa discutida é a expansão ou a procura de novos mercados de gás natural. A OIES (2022) relata que em 2021 as importações totais do norte de África para Espanha e Itália atingiram 37,7 bmc. A OIES também reitera que o fornecimento via gasodutos do Azerbaijão para a Grécia e Itália que passa pela Turquia e o gasoduto Trans-Adriático, que permite a entrega de gás do Azerbaijão para a Itália via Turquia, Grécia e mar Adriático, já estão operando com a capacidade total de 27 a 29 milhões de metros cúbicos por dia (aproximadamente 10 bmc ao ano) desde o fim de 2021. Sauvageot (2020) argumenta que a diversificação do suprimento de gás a partir de outros países da Ásia Central e o Oriente Médio não tem sido utilizada e não há perspectivas de maior exploração por parte dos países europeus nestes mercados. Por fim, Mitrova et al. (2016) reforça que, tirando a Rússia, entre os principais exportadores de gás, como Argélia, Líbia e Catar, há pouca possibilidade de um grande aumento de volume de gás entregue para a Europa.

3.6 Rota Alternativa para o gás russo

Atualmente, há quatro rotas principais de fornecimento de gás via gasodutos da Rússia para a Europa: Nord Stream 1 e 2 (ainda não operacional) via mar Báltico até a Alemanha, o gasoduto Lamal-Europa, que vai até a

Alemanha e passa pela Polônia e Bielorrússia, os gasodutos que passam pela Ucrânia com destino a Eslováquia, Hungria, Romênia e Polônia e os gasodutos para a Turquia, que são o Blue Stream e o Turk Stream, que tem conexões para a Bulgária, Sérvia e Hungria. Além disso, a gasodutos diretos para os países Bálticos e Finlândia (OIES, 2022). A Figura 1 apresenta as principais rotas de gás da Rússia. A rede de gasodutos russos tem uma capacidade anual de abastecimento superior a 330 bmc (GIE, 2021), com os gasodutos ucranianos sendo responsáveis por aproximadamente 133 bmc, os dois gasodutos da Nord Stream com 110 bmc e o Turk Stream com 31,5 bmc (Yermakov, 2021).

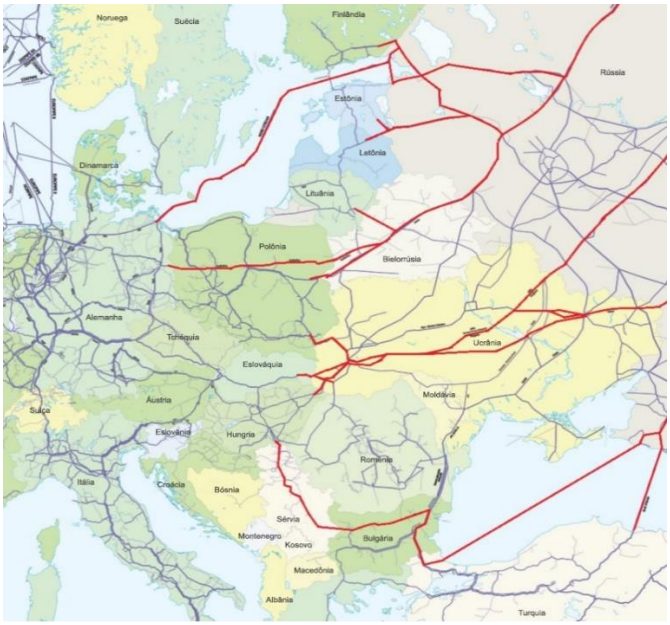


Figura 1 – Gasodutos entre a Rússia e os países europeus. Fonte: adaptado de OIES (2022).

Stulberg (2017) alega que os gasodutos da Turquia e Nord Stream podem ser rotas alternativas para a mitigar a instabilidade geopolítica na Ucrânia, e que com o Nord Stream 1 operando, o trânsito de gás pela Ucrânia já apresenta uma redução. Sauvageot (2020) dá destaque aos gasodutos que passam pelo sudeste da Europa e Turquia, que poderiam, através de uma expansão, elevar a capacidade de distribuição de gás por essas rotas em até 63 bmc. Por fim, Boži et al. (2021) ressaltam a importância da construção dos gasodutos Nord Stream,

alegando que os 110 bmc potenciais de capacidade formam uma rota adicional que alivia os gasodutos que passam pela Ucrânia.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS CENÁRIOS

4.1 Cenário sem o fornecimento de gás por parte da Rússia

Neste cenário, toda a distribuição de gás natural da Rússia seria descontinuada. Em 2020, foram exportados 184,9 bmc de gás natural russos para a Europa, tanto por gasodutos quanto como GNL, o que representou aproximadamente 34% da demanda de gás natural do continente (British Petroleum, 2021). A Figura 2 mostra o suprimento de gás europeu, em média mensal de milhões de metros cúbicos por dia, dos últimos 4 anos.

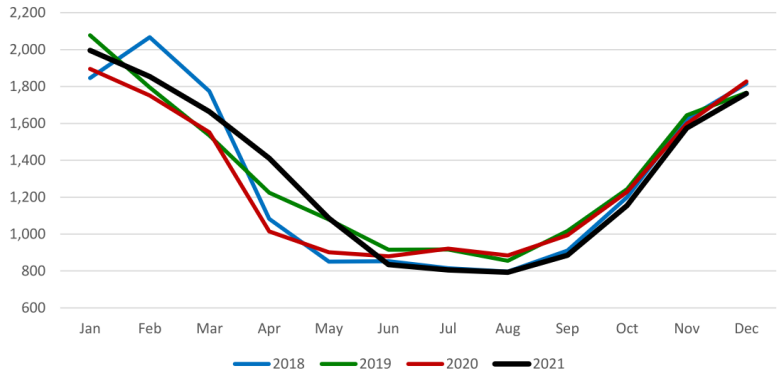


Figura 1 – Suprimento de gás europeu, em média mensal de milhões de metros cúbicos por dia, dos últimos 4 anos. Fonte: OIES (2022).

O corte do gás russo nos meses de inverno, quando a demanda europeia de gás oscila entre 1600 e 2100 milhões de metros cúbicos por dia, geraria uma demanda mensal entre 48 e 63 bmc. Supondo que a distribuição de gás russo seja regular a proporcional durante todo o ano, a lacuna deixada pelo corte de gás russo no inverno seria de até 22 bmc por mês. A busca do mercado GNL pode ser válida para cobrir parte da demanda, pois como as importações de GNL já representam mais de 100 bmc anuais, a distribuição russa por gasodutos para a Europa foi de 167,7 em 2020 (British Petroleum, 2021), e, conforme visto na seção 3.2, a capacidade de regaseificação dos terminais europeus é de 215,1

bmc. Assim, os terminais não conseguiriam suprir toda a demanda de GNL, e mesmo estando em sua capacidade máxima e o restante da demanda sendo suprida por outros meios, haveria o problema da distribuição do gás recebido nos terminais e da instabilidade de preços. Apesar disso, já há uma infraestrutura, o que faz com que seja possível o uso em curto prazo. A produção de gás não-convencional não pode ser utilizada a curto prazo, pois ainda é necessário a exploração para a descoberta de novos campos, além de advogarem contra os danos ambientais e sociais. As reservas de gás europeias são fundamentais para a readequação do setor energético dos países, e a curto prazo, poderia ser a solução para a não interrupção do abastecimento. Mesmo no caso de interrupção no inverno, as reservas de gás poderiam ser capazes de suprir a lacuna na demanda por mais de um semestre. A utilização de fontes alternativas de energia não pode ser pensada no curto prazo, pois ainda é necessário o desenvolvimento da infraestrutura e tecnológico de algumas fontes.

As rotas alternativas para o gás russo não são uma opção para esse cenário. Por fim, a distribuição e a procura por novos mercados de gás natural podem ser uma opção a curto prazo para países como Itália, Turquia e Espanha, que já possuem redes de distribuição de países do Oriente Médio e norte de África (British Petroleum, 2021). Para os demais países, a rede de distribuição teria que ser desenvolvida, o que inviabiliza a adoção imediata. Assim, para este cenário, é esperado que a demanda de gás russo seja substituída inicialmente com as reservas de gás dos países europeus, seguidas de buscas por GNL e, no médio ou longo prazo, as opções mais viáveis sejam o estabelecimento de novos mercados de gasodutos e a estabilização de fontes alternativas de energia.

4.2 Cenário apenas com contratos de longo-prazo continuados

A comercialização de gás a partir de contratos representava, em 2021, aproximadamente 50% do mercado de gás europeu (Cabras, 2021). Apesar de os países europeus estarem dando preferência ao mercado spot (OIES, 2022), é necessário que os contratos vigentes terminem para que a negociação do vetor

energético seja feita de forma diferente. Assim, a análise é feita assumindo que metade do gás exportado pela Rússia por gasodutos seja de contratos e o restante seja no mercado spot. Assim, neste caso, com base nos números de 2020, a demanda a ser reposta seria de aproximadamente 85 bmc por ano. Com a contextualização já feita na seção 4.1 das opções de reposição, a busca pelo mercado GNL seria capaz de suprir, a curto prazo, o mercado spot, com os terminais de regaseificação apresentando capacidade para receber essa quantidade de gás. A opção de exploração de gás não-convencional não seria viável para o suprimento a curto prazo. Os estoques europeus, caso estejam com boa capacidade, seriam suficientes para suprir a demanda no curto prazo.

As fontes alternativas de energia não devem ser uma opção no curto prazo. O mercado de gasodutos do Oriente Médio e norte da África seria uma opção factível a reposição de parte da demanda deixada pelo mercado spot. Por fim, as rotas alternativas para o gás russo podem ser utilizadas a manutenção dos contratos. Portanto, nesse cenário, o mercado de GNL seria capaz de suprir a demanda com a utilização de outras rotas de gasodutos russos, além de ter a opção do mercado GNL. Os estoques de gás europeus podem ser uma opção para o início da transição, ao passo que, no longo prazo, com a diminuição dos contratos, além do GNL e de novos mercados gás via gasodutos, a utilização de fontes alternativas de energia tende a ser uma opção a ser empregada.

4.3 Cenário com contratos de longo prazo e vendas spot continuados

Nesse cenário, as entregas de gás russo são integralmente mantidas, porém a distribuição pela e para a Ucrânia é interrompida. Assim, a oferta de gás russo tende a ser escoada por outros gasodutos, como o Nord Stream e o TurkSteam, que apresentam maior capacidade de absorver a demanda, com base em OIES (2022), seria de aproximadamente 37,5 bmc ao ano. A busca no mercado de GNL também seria uma opção factível, dado que os terminais de GNL europeus estariam aptos para absorver o crescimento de importações. Novamente, a exploração de gás não-convencional não seria uma opção a curto prazo. Os estoques de gás europeus, assim como nos cenários anteriores,

podem ser uma opção importante na etapa de readequação a uma nova distribuição do gás. Assim como nos outros cenários, o uso de fontes alternativas de energia e a procura por novos mercados de gás são opções a médio ou longo prazo. Por fim, conforme já citado anteriormente, outras rotas como o Nord Stream e TurkStream podem auxiliar a equalizar a distribuição de gás na Europa.Logo, para este cenário, as consequências são menores e as opções a curto prazo são suficientes para regularizar o consumo de gás europeu.

4.4 Comparação entre cenários

No cenário sem o gás russo, demanda a ser suprida é alta (com base em 2020, cerca de 180 bmc), o emprego de apenas uma das alternativas a curto prazo não resolvem a questão; é necessário que sejam utilizadas mais de uma opção, como a busca de mercado GNL e o uso de reservas estocadas. Já no cenário sem mercado spot, que com base no ano de 2020, resultaria em uma lacuna de aproximadamente 85 bmc de gás natural, as medidas a curto prazo são suficientes para suprir a lacuna na oferta de gás. Para o último cenário, as medidas a curto prazo são adequadas, e apenas a realocação da distribuição do gás em diferentes gasodutos da Rússia já seriam suficientes para suprir a oferta.

5. CONCLUSÃO

A partir desse estudo, é possível constatar que com o conflito, o mercado de gás europeu pode sofrer grandes mudanças, com alternativas que podem ser empregadas a curto prazo, ao passo que outras só devem ser pensadas no médio ou longo prazo. Em um cenário mais radical, no qual há o corte total da distribuição do gás russo, a Europa teria dificuldades de se adequar à nova realidade energética, e a curto prazo, uma redução no consumo poderia ser necessária. Já em cenários com sansões mais leves, os países europeus teriam condições técnicas de reposição da demanda de gás.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Astrov, V., Grieveson, R., Kochnev, A., Landesmann, M., & Pindyuk, O. (2022). Possible Russian Invasion of Ukraine, Scenarios for Sanctions, and Likely Economic Impact on Russia, Ukraine and the EU. February.

Boži, F., Karasalihovi, D., & Smajla, I. (2021). Analysis of Changes in Natural Gas Physical Flows for Europe via Ukraine in 2020. Energies, 14(5175), 22. https://doi.org/10.3390/en14165175

British Petroleum. (2021). Statistical Review of World Energy.

Cabras, S. (2021). American LNG and the EU-Russia Relationship: The End of Moscow's Energy Weapon? EU Diplomacy Paper.

Chester, L. (2010). Conceptualising energy security and making explicit its polysemic nature. Energy Policy, 38(2), 887–895. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.039

GIE. (2021). Gas Infrastructure Europe. https://www.gie.eu/. Acesso em: 15 fev. 2022.

IEA. (2021). World Energy Outlook 2021.

Mitrova, T., Boersma, T., & Galkina, A. (2016). Some future scenarios of Russian natural gas in Europe. Energy Strategy Reviews, 11–12, 19–28. https://doi.org/10.1016/j.esr.2016.06.001

OIES. (2014). What the Ukraine crisis means for gas markets.

OIES. (2022). Quarterly Gas Review: Impact of Conflict in Ukraine and the Short-Term Gas Markets.

Sauvageot, E. P. (2020). Between Russia as producer and Ukraine as a transit country: EU dilemma of interdependence and energy security. Energy Policy, 145(June), 111699. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111699

Stulberg, A. N. (2017). Natural gas and the Russia-Ukraine crisis: Strategic restraint and the emerging Europe-Eurasia gas network. Energy Research &

Social Science, 24(January 2017), 71–85. https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.12.017

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS COM DIFERENTES TOPOLOGIAS NA CIDADE DE CURITIBA

Joel Claudiano da Silva[1]; Jair Urbanetz Junior[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

A matriz de energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente a partir de usinas hidrelétricas, que apesar de ser uma das fontes de geração de mais baixo custo, seus impactos ambientais são consideráveis e a cada dia mais difícil de aprovação, devido à necessidade da formação de grandes reservatórios de água para movimentar as turbinas dos geradores. Outras formas de geração de energia elétrica são por usinas térmicas, usinas nucleares, usina eólicas e as usinas fotovoltaicas. A crise hídrica agravada no ano de 2020 evidenciou a dependência do Sistema Interligado Nacional de fontes de geração de energia de alto custo para suprir a demanda de energia elétrica em períodos de escassez hídrica. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, os principais fatores para o aumento dos custos de energia elétrica foram o despacho de Geração Térmica e a importação de Energia Elétrica da Argentina e Uruguai. Concomitantemente a este cenário, houve a discussão em âmbito nacional da elaboração do Marco Regulatório da Geração Distribuída, com um amplo debate sobre o tema em audiências públicas e com o envolvimento de entidades de classe ligadas ás Distribuidoras de Energia, Geradores, Integradores e aos Consumidores, tendo como resultado a promulgação da Lei 14.300 de 2022 em 07 de janeiro de 2022. Estes dois eventos criaram um cenário que promoveu um crescimento exponencial da parcela da matriz energética brasileira composta por Geração Fotovoltaica, tanto para o aumento da quantidade de fazendas Solares, quanto para o aumento de sistemas fotovoltaicos comerciais e residenciais, isso em função das mudanças anunciadas e das alterações das regras atuais de compensação de energia, benefícios e novas tarifas pelo uso da rede de

distribuição após a vigência da nova lei. Este trabalho apresenta uma análise comparativa entre alguns Sistemas Fotovoltaicos Conectados á Rede instalados na cidade de Curitiba, em locais distintos, com diferentes topologias, com inversores e módulos de diferentes características, com orientações e inclinações diversas, de acordo com a disponibilidade de áreas de telhados em cada local de instalação. Foram analisadas as projeções iniciais de geração e verificado o resultado obtido ao longo de um ano de operação, buscando o aprimoramento da técnica utilizada por projetistas e integradores de sistemas fotovoltaicos, para obter uma estimativa mais assertiva possível, visando para que o dimensionamento dos sistemas obtenha o melhor resultado para a viabilidade técnica e econômica. Foram analisados os Índices de Mérito, Fator de Capacidade e Performance Ratio dos sistemas fotovoltaicos instalados, com o objetivo de comprovar os estudos já realizados sobre o potencial de geração de energia em Curitiba. A partir da analise dos dados de geração de energia elétrica destes sistemas e dos dados de irradiação obtidos junto ao Instituto Nacional de Meteorologia, com a utilização do software Radiasol, foram criadas estações solarimétricas virtuais para cada sistema, de acordo com suas coordenadas geográficas, então foram utilizados os dados de inclinação e desvio azimutal dos arranjos fotovoltaicos e calculados seus Índices de Mérito, comparando estes números com as condições ideais. Para que um sistema fotovoltaico apresente os resultados esperados são necessários vários estudos no local de instalação, a fim de minimizar as perdas, a escolha do inversor e o modo de instalação dos painéis fotovoltaicos mostraram-se fatores determinantes para maximizar o desempenho do sistema fotovoltaico.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Índices de Mérito; Geração Distribuída.

ABSTRACT

The electricity matrix in Brazil is generated predominantly from hydroelectric plants, which despite being one of the lowest cost generation sources, its environmental impacts are considerable and increasingly difficult to approve,

due to the need for the formation of large water reservoirs to move the turbines of the generators. Other forms of power generation are by thermal power plants, nuclear power plants, wind power plants and photovoltaic plants. The water crisis aggravated in 2020 evidenced the dependence of the National Interconnected System on high-cost energy generation sources to supply the demand for electricity in periods of water scarcity. According to the Electric Energy Trading Chamber, the main factors for the increase in electricity costs were the dispatch of Thermal Generation and the import of Electricity from Argentina and Uruguay. Concomitantly with this scenario, there was a nationwide discussion of the elaboration of the Regulatory Framework for Distributed Generation, with a broad debate on the subject in public hearings and with the involvement of class entities linked to energy distributors, generators, integrators and consumers, resulting in the enactment of Law 14,300 of 2022 on January 7, 2022. These two events created a scenario that promoted an exponential growth of the portion of the Brazilian energy matrix composed of Photovoltaic Generation, both for the increase in the number of Solar farms, as well as for the increase of commercial and residential photovoltaic systems, due to the changes announced and changes in the current rules of energy compensation, benefits and new tariffs for the use of the distribution network after the new law is in force. This work presents a comparative analysis between some Photovoltaic Systems Connected to the Network installed in the city of Curitiba, in different locations, with different topologies, with inverters and modules of different characteristics, with different orientations and inclinations, according to the availability of roof areas in each installation site. The initial generation projections were analyzed and the result obtained over a year of operation was verified, seeking the improvement of the technique used by designers and integrators of photovoltaic systems, to obtain a more assertive estimate possible, aiming at obtaining the best result for technical and economic viability. The Merit Indexes, Capacity Factor and Performance Ratio of the photovoltaic systems installed were analyzed, with the objective of proving the studies already carried out on the potential of power

generation in Curitiba. From the analysis of the electrical power generation data of these systems and the irradiation data obtained from the National Institute of Meteorology, using radiasol software, virtual solarimetric stations were created for each system, according to their geographic coordinates, then the slope and azimutal deviation data of the photovoltaic arrangements were used and their Merit Indices were calculated, comparing these numbers with the ideal conditions. For a photovoltaic system to present the expected results, several studies are needed at the installation site, in order to minimize losses, the choice of inverter and the mode of installation of photovoltaic panels proved to be determining factors to maximize the performance of the photovoltaic system.
Keywords: Photovoltaic Solar Energy; Merit Indices; Distributed Generation.

1. INTRODUÇÃO

A instalação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede (SFVCR) é a opção mais acessível para o consumidor, quer seja residencial, comercial ou industrial. Não depende de outorga ou outra forma de autorização, sendo um processo simplificado, necessitando de uma solicitação de acesso junto á Distribuidora de Energia Elétrica, de acordo com o que estabelece a REN 482/2012 e a LEI Nº 14.300/2022.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente a partir de usinas hidrelétricas, uma das fontes de geração de mais baixo custo, mas de impactos ambientais consideráveis, devido à necessidade da formação de grandes reservatórios de água para movimentar as turbinas dos geradores. Em menor escala no país, outras formas de geração de energia elétrica são utilizadas: usinas térmicas, nucleares e eólicas (Urbanetz, 2010).

O Brasil possui um grande potencial de geração fotovoltaica, comparando com a Alemanha, que é um dos líderes mundiais em sistemas fotovoltaicos instalados, em nosso país no local menos ensolarado é possível gerar mais energia elétrica do que no local mais ensolarado do país europeu. Até o início de setembro de 2019, a capacidade instalada foi de 3,38 GWp, sendo 2,25 GWp como grande centrais geradoras e 1,13 GWp como geração

distribuída inserida no sistema de compensação. Esses valores se mostram tímidos quando comparados com países como China, Estados Unidos, Japão e Alemanha, os quais possuem em suas respectivas matrizes elétricas 175 GW, 60 GW, 55 GW e 40 GW, demonstrando que o setor no Brasil ainda pode ser muito explorado (Pereira, 2017) (ANEEL, 2019a) (ANEEL, 2019b) (REN 21, 2019).

Para que um sistema fotovoltaico apresente os resultados esperados são necessários vários estudos no local de instalação, a fim de minimizar as perdas (Tonolo, 2019).

A possibilidade de gerar energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos no entorno das edificações só tem a contribuir com a redução dos problemas inerentes às formas convencionais de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica (Urbanetz, 2010).

A instalação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede é uma opção de livre iniciativa do consumidor e que nos últimos anos estão com preços competitivos, diminuindo gradativamente o custo por kWp instalado ao mesmo tempo em que o custo de energia elétrica sobe consideravelmente devido á crise hídrica, com suas as Bandeiras Tarifarias, a crise do Covid-19, com a Conta Covid administrada pela CCEE. Porém a viabilidade técnica não é possível para todos os telhados nos centros urbanos, o que traz um desafio para os projetistas em encontrar a melhor solução, calcular as possíveis perdas e determinar o tempo de retorno do investimento, que é um ponto determinante para o fechamento da venda do SFVCR.

Atualmente, o consumidor que instala o sistema fotovoltaico em sua residência, escritório ou indústria injeta o excedente de energia, na rede da Concessionária e esse excedente é contabilizado como crédito de energia com validade de 60 meses (ANEEL, 2015).

Porém, não são todos os telhados que oferecem a área e orientação ideal para a instalação de sistemas fotovoltaicos, sendo muitos considerados inviáveis para a instalação de SFCR. É possível calcular as perdas e a produtividade mesmo em situações em que não se tenha a melhor

condição, porém aproveitando da melhor maneira possível de se instalar o SFVCR para um resultado econômico satisfatório.

Desta forma, esse artigo visa analisar comparativamente sete sistemas instalados a mais de um ano e apresentar os resultados que venham a incentivar a instalação, não só em Curitiba, mas também em outras cidades brasileiras, para contribuir com o crescimento da geração distribuída de energia elétrica e o crescimento da matriz solar fotovoltaica. Para cada sistema foi criada uma estação solarimétrica virtual no Software Radiasol, então foi realizado o calculo da produtividade na condição ótima, sendo a inclinação de 25º de acordo com a latitude de Curitiba e orientação para o norte e comparado com a inclinação e orientação real de cada local.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica - SFVCR são caracterizados por estarem interligados diretamente a rede de distribuição das concessionárias de fornecimento de energia elétrica. Basicamente a energia elétrica gerada em corrente contínua pelo painel fotovoltaico é convertida pelo inversor em corrente alternada para a instalação e, pelo fato desse equipamento ser conectado em paralelo com a rede elétrica, ele injeta o excedente de energia gerado e, pelo medidor bidirecional, o qual contabiliza a energia injetada na rede da concessionária elétrica (Urbanetz, 2010). Esses sistemas não possuem elementos para armazenamento de energia elétrica, sendo que durante os momentos que não existe geração de energia elétrica vinda do sistema fotovoltaico, o sistema utiliza a rede da concessionária como fonte de energia.

De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), através da NBR 11704:2008, intitulada Sistemas Fotovoltaicos – Classificação, os sistemas fotovoltaicos podem ser: Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e Sistema fotovoltaico isolado (SFVI). Os SFVCR constituem o sistema mais encontrado mundialmente, que apresenta reduzida

complexidade em relação ao SFVI, que necessita de baterias que podem ser consideradas seu elo frágil, devido aos elevados custos em manutenção.

As principais vantagens do SFVCR são a elevada produtividade, pelo fato de que toda a energia disponibilizada pelos módulos é utilizada instantaneamente, quer seja localmente ou pelos outros consumidores conectados a rede de distribuição pública.

O SFVCR é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de acordo com o que estabelece a REN 482/2012 e a Lei 14.300/2022, bem como os impostos envolvidos e o modo de funcionamento do sistema de compensação energética, similar ao sistema conhecido como net metering. De modo simplificado, o sistema de compensação transforma a sobra da produção de energia fotovoltaica em créditos (quilowatts-hora, kWh) a serem abatidos do consumo total. Para tanto, utiliza-se um medidor bidirecional, o qual é responsável por registrar a energia injetada na rede elétrica, e a consumida da concessionária, ambas em kWh. E com isso, a produção de energia excedente transforma-se em créditos para uso posterior do cliente. A Fig. 1 exemplifica o SFVCR.

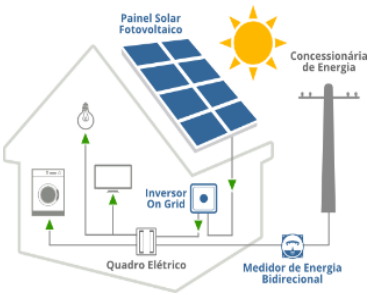


Figura 1 – Ilustração de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

3. INDICES DE MÉRITO DOS SISTEMAS

A análise do desempenho dos sistemas utilizou os valores de geração de energia elétrica (kWh/ano) disponibilizados pelo monitoramento dos inversores no período de operação de setembro de 2020 a agosto de 2021 e os valores de irradiação incidentes nos módulos fotovoltaicos através de uma

estação solarimétrica virtual criada para cada local. Para esta estação virtual foram utilizados os dados do INMET, obtidos através da **Ferramenta Interativa Web do Atlas do Paraná** e utilizados no software **RADIASOL**. A partir da obtenção energia gerada e da irradiação incidente no plano horizontal, foi possível calcular os índices de mérito do SFVCR, que são: yield (produtividade); performance ratio (taxa de desempenho) e fator de capacidade.

3.1 YIELD - Produtividade

É a relação entre a energia gerada (kWh) e a potência FV instalada (kWp), normalmente vinculada a um ano de operação - yield anual, porém pode ser também considerado o yield mensal. A Equação (1) apresenta a grandeza em questão.

$$Y = \frac{Energia\ Gerada}{Potência\ FV}\ \left(\frac{kWh}{kWp}\right) \quad (1)$$

3.2 Performance Ratio ou Taxa de Desempenho

É a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a 1.000W/m² incidentes no painel FV, também normalmente vinculada a um ano de operação, performance ratio anual, porém, pode ser também considerada a performance ratio mensal. Esta grandeza é expressa em porcentagem.

A Equação (2) apresenta a grandeza em questão, e a Tabela 4 apresenta a taxa de desempenho dos sistemas.

$$PR = \frac{\text{Yield}}{\text{Irradiação}/1000}\ (\%) \quad (2)$$

3.3 Fator de Capacidade

É a capacidade real de gerar energia em função da energia que seria gerada se operasse em potência nominal durante 24 horas por dia,

também expresso em percentual. A Equação (3) apresenta a grandeza em questão, e a Tabela 5 retrata o Fator de Capacidade para os meses de Setembro de 2020 a agosto de 2021.

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência FV} * 24 * \text{dias}} \ (\%) \quad (3)$$

4. ANÁLISE DE SETE SFVCR INSTALADOS EM CURITIBA

Foram analisados sete sistemas instalados em residências, em bairros distintos na cidade de Curitiba, com topologias diferentes, módulos, inversores, inclinação e orientação. Sua medição da produção de energia compreendeu um período de um ano, entre setembro de 2020 e agosto de 2021. É importante salientar que a escolha dos módulos e dos inversores foi feita de acordo com as condições comerciais da época da sua instalação, como preço e disponibilidade em estoque. As figuras abaixo ilustram a instalação do Sistema 1, a obtenção de dados da Ferramenta Iterativa e o gráfico gerado no Radiasol.

Figura 2 – Imagem do Sistema 1. (SUN POSITION)

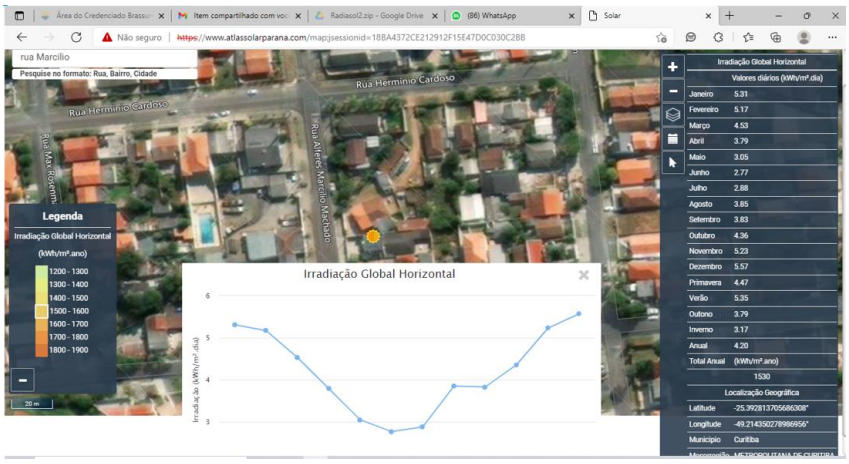


Figura 3 – Captura de tela - Ferramenta Iterativa

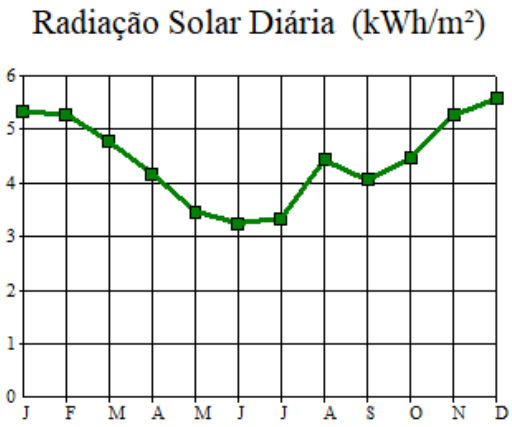


Figura 4 – Gráfico Radiação - RADIASOL

Tabela 1 – Valores Esperados

SFVCR	Potência (kWp)	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (kWh/ano) *	YIELD (kWh/kWp) Anual	PR(%)	FC(%)
Sistema 1	4,02	5.020	1.249	77,58	14,26
Sistema 2	4,2	5.350	1.274	78,96	14,54
Sistema 3	4,2	4.850	1.155	71,42	13,18
Sistema 4	4,26	4.550	1.068	66,35	12,19
Sistema 5	7,2	7.640	1.061	65,77	12,11
Sistema 6	5,11	5.820	1.139	70,76	13,00
Sistema 7	4,1	4.630	1.129	70,16	12,89

5. CONCLUSÃO

A análise dos índices de méritos apresentados revela que os resultados estão dentro dos valores desejados e aceitáveis, de acordo com as condições dos telhados disponíveis. Verificou-se que os sistemas com o arranjo com apenas uma orientação para o norte, mesmo com desvio azimutal, foram superiores aos sistemas com dois circuitos com orientação e desvio azimutal diferente. Verificou-se que seis sistemas possuem células fotovoltaicas fabricadas a partir do mesmo material, silício policristalino, e mesmo assim, os índices de desempenho destes sistemas apresentaram valores diferentes.

O sistema 2 apresentou os melhores índices de mérito entre os sistemas analisados. Seu o painel fotovoltaico foi instalado nas condições próximas das condições ótimas, que seria orientado para o norte geográfico (teve um pequeno desvio de 6 graus a leste) e uma inclinação igual à latitude de Curitiba de 25º (neste caso a inclinação de 15 graus melhorou o desempenho no verão). Seu módulo fotovoltaico tem uma eficiência de 18,15

O sistema 5, apesar de ser o de maior potencia instalada, apresentou os piores índices de mérito entre os sistemas analisados. Seus dois painéis fotovoltaicos foram instalados acompanhando a inclinação e orientação do telhado, sendo que o desvio a leste foi superior a 90 graus. Ademais, o painel com orientação oeste está fixado rente ao telhado metálico, fato este que reduz a ventilação do painel e com isso faz com que os módulos aqueçam mais do que o necessário e, consequentemente reduz a eficiência dos mesmos.

Por fim, pode-se afirmar que o principal fator que justifica a diferença no que diz respeito à geração de energia elétrico foi modo de instalação dos painéis fotovoltaicos, mais precisamente a inclinação e o desvio azimutal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 482 – ANEEL. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>.

Acesso em: 23 jan. 2022.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 20222. Disponível em:<https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 21 jan. 2022.

GERASOL. Sistemas Conectados à rede. Disponível em: http://www.gerasolbr.com.br/energia-solar.html, 2016. Acesso em: 25 jan. 2022.

NREL. Q3/Q4 2018 Solar Industry Update: NREL/PR-6A20-73234, 2019. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73234.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2019.

PINHO, João Tavares. GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. 530 p.

RODIGUES, M. Uma Visão Topológica Sobre Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos Conectados à Rede de Energia Elétrica – LABSEL UFJF, Minas Gerais.

URBANETZ JUNIOR, Jair. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. 2010. 189 p. Tese de Doutorado em Engenharia Civil – UFSC, Florianópolis – SC, 2010.

ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS PROJETOS DE DESSALINIZAÇÃO COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO SEMIÁRIDO PIAUIENSE

Alcileide Dalilia de Sousa Meneses[1]; Marcos Antônio Tavares Lira[1];
Albemerc Moura de Moraes[1]

[1]*Universidade Federal do Piauí*

RESUMO

O semiárido brasileiro é uma região onde as pessoas sofrem com a escassez de água potável e diversas alternativas são utilizadas para suprir as necessidades advindas deste recurso, como a perfuração de poços tubulares. No entanto, muitos destes sistemas de abastecimento possuem alto teor de sais devido a maior parte do semiárido está localizada sobre escudo cristalino, impossibilitando a utilização da água para o consumo. Em vista disso, sistemas de dessalinização são propostos a fim de melhorar o padrão de qualidade da água, mas o grande desafio de muitos desses sistemas é possuir a disponibilidade de energia elétrica para o seu funcionamento. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo fazer uma análise da situação atual acerca da instalação e operação de projetos pilotos que usam os sistemas fotovoltaicos para dessalinização de água no semiárido piauiense, iniciativa proposta pelo Programa Água Doce – PAD, principal projeto de dessalinização do governo brasileiro. Para isso, foi analisada a proposta inicial dos projetos pilotos apresentados pelo PAD em Julho/2019 e foi feito uma coleta de dados dos sistemas instalados em três localidades quilombolas Laranjo e Silvino, no município de Betânia do Piauí e na comunidade Barreiro Fechado, no município de Campo Alegre do Fidalgo em Abril de 2022. Em vista disso, constatou-se nesta análise, que foram enfrentadas dificuldades técnicas para instalação dos sistemas e que a operação não está atuando de forma eficiente nos 3 sistemas estudados, no entanto, observou-se que esta tecnologia para esta aplicação, tem contribuído para alimentação de cargas dos dessalinizadores através dos sistemas isolados (*off-grid*) e que com a

resolução dos problemas atuais e o início da atuação do sistema conectado à rede elétrica (*on-grid)* haverá maior contribuição no atendimento as cargas do sistema de dessalinização.

Palavras-chave: Semiárido; Dessalinização de água; Energia solar; Projetos pilotos.

ABSTRACT

The Brazilian semi-arid region is a region where people suffer from a shortage of drinking water and several alternatives are used to meet the needs arising from this resource, such as the drilling of tubular wells. However, many of these supply systems have a high content of salts because most of the semiarid region is located on a crystalline shield, making it impossible to use water for consumption. In view of this, desalination systems are proposed in order to improve the standard of water quality, but the great challenge of many of these systems is to have the availability of electrical energy for their operation. In this context, the present work aims to analyze the current situation regarding the installation and operation of pilot projects that use photovoltaic systems for water desalination in the semi-arid region of Piauí, an initiative proposed by the Água Doce Program - PAD, the main desalination project in the state. Brazilian government. For this, the initial proposal of the pilot projects presented by the PAD in July/2019 was analyzed and data collection was carried out from the systems installed in three quilombola localities Laranjo and Silvino, in the municipality of Betânia do Piauí and in the Barreiro Fechado community, in the municipality de Campo Alegre do Fidalgo in April 2022. In view of this, it was found in this analysis that technical difficulties were faced to install the systems and that the operation is not acting efficiently in the 3 systems studied, however, it was observed that this technology for this application has contributed to feed the desalination loads through isolated systems (off-grid) and that with the resolution of current problems and the beginning of the operation of the system connected to the electrical network (on-grid) there will be greater contribution in meeting the loads of the desalination system.

Keywords: Semiarid; Water desalination; Solar energy; pilot projects.

1. INTRODUÇÃO

A região do semiárido brasileiro abrange os estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio grande do Norte, Minas Gerais e Sergipe, correspondendo uma área ocupada de 976.743km². Uma das características desta região, são os eventos climáticos extremos, onde as grandes secas ou as grandes cheias determinam a sobrevivência de famílias em meio ao sertão, que vivem sujeitas a falta em quantidade e qualidade da água (BARBOSA *et al*, 2017).

As chuvas irregulares com duração de três a cinco meses, bem como as elevadas temperaturas durante todo o ano e a evapotranspiração bastante elevada, comprometem o abastecimento suficiente das reservas de água para atividades simples, como beber e cozinhar, e ainda o desempenho da prática da agricultura e pecuária (PAD, 2012).

O potencial hidrogeológico do semiárido localizado no Nordeste do país, possui vazão diversificada, muitas vezes é possível encontrar poços perfurados onde existe alta vazão, próximos de poços secos ou de baixa vazão, uma vez que é presente a existência de rochas com minerais bem cristalinos e isso diminui a capacidade de armazenamento subterrânea, tendo em vista a porosidade e permeabilidade baixas (PAD, 2012).

Como consequência disso, a água que é um recurso indispensável pra sobrevivência humana, quando disponível em algumas regiões do semiárido, apresenta altos teores salinos tornando o uso desse recurso impróprio para o consumo humano. Além disso, em zonas rurais devido a longas distâncias dos centros urbanos e a existência de uma população mais dispersa, torna-se inviável a existência de centrais de abastecimento, distribuição e tratamento da água, onde alternativas como a construção de açudes, reservar água em cisternas e a perfuração de poços, são as principais opções para captação e acesso a água (BARBOSA *et al*, 2017).

No entanto, riscos de contaminação em água captada de açudes e descuido com as cisternas podem não proporcionar a qualidade solicitada pela Organização Mundial de Saúde – OMS. Por sua vez, a água captada através de poços é a opção de abastecimento descentralizada mais indicada, o desafio é como fornecer água de qualidade adequada para o consumo, ficando visível por sua vez, o potencial das estações de tratamento da água salobra de poços, os sistemas de dessalinização.

Neste sentido o presente trabalho tem como objetivo geral analisar a instalação e operação dos projetos pilotos instalados no Piauí, para compreender a viabilidade do uso dessa tecnologia após instalação e a possibilidade de dissemina-la nos demais sistemas do PAD.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Os sistemas de dessalinização classificam-se em duas categorias principais, os processos térmicos e as tecnologias por membranas. Dentre as tecnologias que fazem a separação por membranas, a osmose reversa, destaca-se como sendo a mais utilizada para os processos de dessalinização (ROSA, 2013).

As vantagens dessa tecnologia, é a qualidade da água tratada, a fácil operação que não requer mão-de-obra muito especializada, o custo reduzido, uma vez que as membranas estão sendo disseminadas no mercado com o crescente desenvolvimento tecnológico, além da facilidade de realizar os reparos, o baixo consumo de energia elétrica, e a possibilidade de utilização de fontes de energia renovável como a energia solar fotovoltaica (ROSA, 2013).

Esta tecnologia tem sido considerada principalmente em programas governamentais como o PAD, que tem perspectivas em avançar na utilização de energia solar para alimentar os sistemas de dessalinização (PAD, 2012).

2.1 O Programa Água Doce e a Utilização da energia solar fotovoltaica

O Programa Água Doce possui como público alvo localidades rurais difusas do semiárido brasileiro, onde por meio da disseminação da

dessalinização, mais de quatro mil dessalinizadores já foram instalados em poços perfurados em rochas cristalinas na região desde 2003 (PAD, 2012).

O sistema do PAD, desenvolvido pela Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA, para dessalinização de água salina e ou salobra, aproveitando o efluente resultante deste processo para produção de tilápias e irrigação de plantas como a erva sal que podem alimentar animais.

No estado do Piauí foram implantados três projetos pilotos de energia solar fotovoltaica em sistemas de dessalinização instalados pelo PAD, localizados nas comunidades quilombolas Laranjo e Silvino, no município de Betânia do Piauí, e a comunidade Barreiro Fechado, no município de Campo Alegre do Fidalgo (PAD, 2019).

3. METODOLOGIA

Com a autorização da EMATER (Instituto de Assistência Técnica e Extensão Rural do Piauí) para acessar os dados dos projetos pilotos, e realizar as visitas técnicas com a concordância também das comunidades, foram realizadas visitas, onde observou-se aspectos técnicos e impactos socioeconômicos.

Os resultados aqui descritos sintetizam a análise dos dados coletados em campo nos dias 09 e 14 de abril de 2022.

4. RESULTADOS

4.1 Análise técnica

Inicialmente foram levantados os dados dos projetos pilotos nas 3 localidades por meio do memorial descritivo da proposta emitida em Julho de 2019 pelo PAD, onde consta a potência dos módulos fotovoltaicos que deviam ser instalados, informações sobre as baterias e as cargas a serem atendidas por tais sistemas, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Dados técnicos - Proposta dos projetos pilotos para as comunidades em julho/2019 dada pelo PAD

COMUNIDADES	Módulos Wp	Potência a instalar em kWp	Banco de baterias (W)	Cargas a serem atendidas e por quais sistemas
LARANJO	345	7,59	2016	1. Bomba do poço e motores do dessalinizador (sistema híbrido)
SILVINO	345	7,59	1008	1. Bomba do poço e motores do dessalinizador (sistema híbrido) 2. Unidade produtiva (sistema *on-grid*)
BARREIRO FECHADO	345	11,73	1008	1. Bomba do poço e motores do dessalinizador (sistema híbrido) 2. Unidade produtiva (sistema *on-grid*)

Observa-se na proposta de 2019 apresentada pelo PAD para as três localidades que não foi feito o levantamento do consumo de cada unidade, e além do memorial descritivo foi apresentado apenas um orçamento contendo a lista de material dos componentes que vão compor o sistema para execução da obra, conforme destaca o engenheiro eletricista que instalou o sistema na localidade de Silvino e Laranjo: "...Pois é, tive muitos problemas para executar esses sistemas, pois não tinha projeto. Recebi uma lista de materiais e tive que organizar tudo, sem poder fazer alterações, mesmo tendo opções mais eficientes" (Entrevistado – Abril/2022).

Na visita técnica realizada nas comunidades foram levantados os dados dos equipamentos instalados e operando atualmente, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Dados técnicos – Coleta de dados feita em campo em abril/2022 nas comunidades

COMUNIDADES	Módulos Wp	Potência instalada do sistema kWp	Banco de baterias (Ah)	Inversor kWp	Cargas atendidas e por quais sistemas
LARANJO	425	7,65	8 Un 240Ah 12V	3x3	1. Sistema *off-grid* - Motores do dessalinizador
SILVINO	335	8,04	4 Un 240Ah 12V	1x5	1. Sistema *off-grid* – Motores do dessalinizador
BARREIRO FECHADO	360	12,24	4 Un 200Ah 12V	1x5	1. Sistema off-grid – Motores do dessalinizador

Nota-se que a potência instalada dos painéis fotovoltaicos mantiveram-se superior a proposta inicial.

Na localidade Laranjo, os inversores instalados (3 inversores de 3kWp) foram mal dimensionados e não atendem a todas as cargas do dessalinizador, por isso alguns módulos fotovoltaicos estão desligados impedindo a operação total do sistema, conforme Figura 1, onde também observa-se a necessidade de manutenção do local de instalação das placas, com limpeza dos painéis e do terreno.

Figura 1 – Painéis desconectados instalados na comunidade Laranjo

Os motores do dessalinizador na comunidade Laranjo estão sendo atendidos em parte pelo sistema *off-grid* (sistema isolado) e a parte *on-grid* (conectado à rede) não está conectada à rede elétrica uma vez que o sistema necessita de ajustes como a troca de um dos inversores mal dimensionado.

Na comunidade Silvino as bombas do poço estão sendo atendidas pelo banco de baterias conforme a Figura 2.

Figura 2 – Banco de baterias na localidade Silvino

No entanto, o sistema *on-grid* não está operando porque a rede elétrica da comunidade está com necessidade de melhorias. A Equatorial Energia Piauí aprovou o projeto para acesso a rede elétrica, no entanto é necessário a realização desta intervenção.

Em Barreiro Fechado a comunidade enfrenta o problema de mal dimensionamento, padrões instalados fora do que a concessionária exige e por isso o sistema *on-grid* ainda não foi conectado. No entanto, o sistema *off-grid* está operando para atender as cargas do dessalinizador, conforme Figura 3.

Figura 3 – Banco de baterias atendendo cargas do dessalinizador, na localidade Barreiro Fechado

Além da coleta de dados referentes a área técnica da instalação da microgeração nas localidades, foram realizadas entrevistas com moradores

que são beneficiadas com a água doce dos projetos pilotos instalados nas 3 comunidades, tendo em vista analisar os aspectos sociais.

4.2 Análise social

Através da perspectiva dos usuários do sistema de dessalinização foi utilizado o processo de entrevista com 5 usuários para entender melhor a operação do sistema.

4.2.1 Comunidade Laranjo

Todos os 5 usuários da comunidade que foram entrevistados e que usufruem do sistema de dessalinização afirmaram que a distribuição de água é realizada 3 vezes por semana, onde são destinados 40 litros de água pra cada família.

Os 5 usuários afirmaram que a água dessalinizada, é utilizada para beber e cozinhar. Informaram ainda que além das famílias, instituições como a escola e posto de saúde da comunidade também usufruem da água dessalinizada, e que as despesas de energia elétrica são pagas pela prefeitura do município, onde as famílias beneficiadas contribuem com uma pequena taxa de 10 reais para manutenção do sistema de dessalinização.

Os 5 usuários afirmaram ter conhecimento da geração solar fotovoltaica. Um entrevistado comenta que: “...A energia solar não está funcionando 100%, porque tem uma peça que está precisando trocar, ela está ajudando, mas sem a energia da rua ela não dá conta sozinha” (Entrevistado 3 – abril/2022).

4.2.2 Comunidade Silvino

Todos os 5 usuários da comunidade que foram entrevistados e que usufruem do sistema de dessalinização afirmaram que a distribuição de água é realizada 3 vezes por semana, onde são destinados 40 litros de água pra cada família, a água boa é utilizada para beber e cozinhar.

Um usuário comentou que antes do sistema de dessalinização:

> (...) a gente pegava agua em barreiro, uma água vermelha e quando secava a água do barreiro era de carro pipa ou da chuva que armazena na cisterna, desde a chegada do dessalinizador, não falta água boa, nunca deixei de pegar minha água, a água é muito boa". (Entrevistado 2 – abril/2022).

Além disso, foi informado pelos 5 entrevistados que as despesas de energia elétrica são pagas pela prefeitura do município, onde as famílias beneficiadas contribuem com uma pequena taxa de 6 reais para manutenção do sistema de dessalinização. Além disso, um usuário comentou sobre a falta de operação máxima do sistema fotovoltaico da comunidade:

> A energia é um problema, porque é pra ser conectado à rede então a gente não está por dentro de como esta isso, mas tem um problema com a equatorial, e pra ligar o sistema tem que colocar um transformador, por isso ainda não foi ligado". (Entrevistado 3 – abril/2022)

4.2.3 Comunidade Barreiro Fechado

Todos os 5 usuários da comunidade que foram entrevistados e que usufruem do sistema de dessalinização afirmaram que a distribuição de água é realizada 3 vezes por semana, onde são destinados 40 litros de água pra cada família, a água boa é utilizada para beber, cozinhar, escovar os dentes e dar banho em recém-nascidos. Além disso, como um usuário informou:

> (...) Nós temos escolas da comunidade que utilizam da água, em ocasiões especiais como eventos na igreja ou velórios que precisam de mais água a comunidade também utiliza dessa água". (Entrevistado 1 - abril/2022)

Os 5 usuários entrevistados afirmaram ter conhecimento da geração solar fotovoltaica, e informaram que a prefeitura paga a conta de energia elétrica do poço, o entrevistado 2 destaca que:

> (...) maioria da comunidade tem conhecimento e sabe do benefício que é, a implantação do sistema fotovoltaico que alimenta o sistema de dessalinização, são consideradas energia renováveis, e tem

facilitado muito na questão de conta de energia porque antes era bem mais cara “. (Entrevistado 2 - abril/2022).

5. CONCLUSÃO

Diante da coleta de dados realizada nas três comunidades, foi observado que devido ao mal dimensionamento dos componentes que compõem o sistema, duas localidades Laranjo e Barreiro Fechado ficaram com a operação *on-grid* sem operar.

Enquanto na localidade Silvino, mesmo com aprovação do projeto a comunidade não tem o suporte energético da rede que possa atender o acesso do sistema fotovoltaico *on-grid*. Neste sentido, nenhuma das unidades produtivas (produção de peixes e plantação de erva sal) estão sendo atendidas por o sistema fotovoltaico.

Em vista disso, destaca-se a importância de contabilizar o consumo das cargas a serem atendidas e a partir disso elaborar um projeto contendo plantas gráficas e especificações técnicas para determinar a execução da obra sem comprometer o desempenho e aproveitamento da geração.

Mesmo diante das dificuldades encontradas, ainda sim percebe-se o benefício da geração solar fotovoltaica atuando com o sistema *off-grid*, onde grande parte das cargas são atendidas pelas baterias. O que torna o sistema bastante significativo na redução da conta de energia dos poços paga pela prefeitura municipal de cada município.

De forma geral, o sistema de dessalinização operando com o auxílio dos sistemas *off-grid* estão beneficiando os usuários das comunidades. Porém, é necessário assistência técnica a fim de sanar os problemas a serem ajustados, tanto pela concessionária de energia que deve fazer reparos da rede elétrica para receber o sistema da comunidade Silvino, como por empresas com mão de obra especializada para darem suporte a estes componentes que estão mal dimensionados nas comunidades Laranjo e Barreiro Fechado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARBOSA, R.R. et al. Energia solar fotovoltaica no semiárido: potencial, cenário atual e perspectivas. II Congresso internacional da diversidade do semiárido. UFPB, 2017.

PAD. Resumos Executivos Planos Estaduais do Programa Água Doce. Brasília – DF. 2010 – 2019.

PAD. Implantação de sistemas de geração energética pelo princípio solar. Jul, 2019.

ROSA, Daniel Jordão de Magalhães. Sistemas fotovoltaicos domiciliares de dessalinização de água para consumo humano: Um estudo de sua viabilidade e configurações. 2013. Tese de doutorado. Universidade de São Paulo. Programa de pós graduação em energia. USP. São Paulo. 2013.

ANÁLISE DE LEILÕES DE ENERGIA PARA SUPRIMENTO DE SISTEMAS ISOLADOS

Karen Melo[1]; Rubem Souza[2]; José Carvalho[1]; Thainara Silva[1]
[1]Instituto Energia e Desenvolvimento Sustentável – INEDES;
[2]*Universidade Federal do Amazonas*

RESUMO

A geração de energia elétrica no âmbito dos Sistemas Elétricos Isolados (SISOL) é predominante à óleo diesel. Os leilões de energia recentemente realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica não se mostraram capazes de mudar essa realidade. O Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética reconhecem que é preciso assegurar maior inserção das fontes renováveis de energia no parque gerador dos SISOLs. Os leilões de energias renováveis têm sido um mecanismo essencial para alcançar reduções nos preços de geração de energia das fontes renováveis de energia, principalmente por promover a competitividade entre desenvolvedores de projetos e fabricantes com experiência crescente. Além de promover reduções nos preços, os leilões de energias renováveis podem ser utilizados para atingir objetivos secundários, como garantir a participação de empresas menores e comunidades na diversificação da matriz energética do país, otimizar os benefícios socioeconômicos das fontes renováveis de energia, entre outras. Nesse sentido, foi realizada a análise do leilão de energia para os SISOLs realizado no ano de 2021, a luz da experiência internacional e da visão de informantes-chave, considerando diversos objetivos sob os aspectos de demanda, fase de pré-qualificação, fase de seleção de vencedores e obrigações contratuais. A referida análise possibilitou elaborar recomendações para leilões de energia renovável para os Sistemas Isolados.

Palavras-chave: Leilões de energia; Sistema Isolados; Fontes Renováveis de Energia.

ABSTRACT

The generation of electrical energy within the scope of Isolated Electrical Systems (SISOL) is predominantly diesel oil. The energy auctions recently performed by the National Electric Energy Agency did not prove capable of changing this reality. The Ministry of Mines and Energy and the Energy Research Company recognize that it is necessary to ensure greater inclusion of renewable energy sources in the SISOLs generating park. Renewable energy auctions (REA) have been an essential mechanism to achieve reductions in energy generation prices from renewable energy sources, mainly by promoting competitiveness between project developers and manufacturers with increasing experience. In addition to promoting price reductions, REA can be used to achieve secondary objectives, such as ensuring the participation of smaller companies and communities in the diversification of the country's energy matrix, optimizing the socioeconomic benefits of renewable energy sources, among others. In this sense, the analysis of the energy auction for SISOLs held in 2021 was carried out, in the light of international experience and the vision of key informants, considering various objectives in terms of demand, pre-qualification phase, selection of winners and contractual obligations. This analysis made it possible to prepare recommendations for renewable energy auctions for Isolated Systems.

Keywords: Energy Auctions; Isolated Systems; Renewable Energy Sources; Amazon.

1. INTRODUÇÃO

Os leilões de energias renováveis têm sido implementados em diversos países com êxito, dado que sua formatação é flexível, permitindo atingir diversos objetivos, sejam econômicos, tecnológicos, sociais e ambientes. Em 2018, ao menos 48 países realizaram leilões. Em 2017, recordes de preços de projetos da tecnologia fotovoltaica foram alcançados em vários países, inclusive no Brasil ($ 0,03/kWh) (USAID, 2019).

Diante dessas características, entende-se que os leilões de energias renováveis podem ser aplicados no contexto amazônico, particularmente no

âmbito dos Sistemas Isolados dada a forte predominância do parque gerador a diesel que supri os mesmos.

2. IDENTIFICAÇÃO DAS BOAS PRÁTICAS DE LEILÕES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Afim de identificar as boas práticas de leilões de energia renovável foi realizada uma extensa pesquisa nas práticas de países como o México, Peru, Chile, Portugal, Alemanha, dentre outros, cujo resultado é apresentado em síntese a seguir.

De acordo com Costa (2020), a boa elaboração de um leilão de energia depende da clareza quanto aos objetivos da política energética nacional, que podem ser: i) expandir a diversidade da matriz elétrica; ii) reduzir a importação de combustíveis fósseis; iii) diminuir as emissões de poluentes; iv) diminuir o preço de compra de eletricidade; v) atender às projeções de demanda futura; vi) atrair agentes qualificados para gerar eletricidade eficientemente; vii) atrair investimentos privados; viii) dinamizar a comercialização de eletricidade; ix) prover desenvolvimento socioeconômico; e x) descentralizar a geração de eletricidade.

Conforme Costa (2020), um ou mais dos seguintes objetivos devem ser objeto de interesse de leilões de energias renováveis: eficiência em custo; garantia de atendimento da demanda futura; aumento da diversidade da matriz elétrica; atração de investidores altamente qualificados; incentivo à competição e, contribuições para o desenvolvimento socioeconômico.

Por sua vez o relatório *Renewable Energy Auctions – A Guide to Design* (2015), desenvolvido pela Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), em parceria com o Clean Energy Ministerial (CEM), apresenta os seguintes elementos-chaves a serem observados quando da elaboração de um leilão de energia:

- Demanda;
- Fase de Pré-Qualificação;
- Processo de Seleção dos Vencedores; e

- Obrigações Contratuais das Partes Interessadas.

3. ANÁLISE DO LEILÃO DE SISTEMAS ISOLADOS 2021

O leilão para os SISOLs 2021 resultou nas seguintes contratações: 40% de fontes renováveis e 60% de fontes não renováveis de energia. Nesta seção, será apresentada a análise do leilão dos Sistemas Isolados 2021, considerando diversos objetivos sob os aspectos de demanda, fase de pré-qualificação, fase de seleção de vencedores e obrigações contratuais.

3.1 Objetivo: Eficiência em custo

3.1.1 – Aspectos relativos à demanda

Das características observadas no leilão com relação à demanda e a contribuição para a eficientização dos custos, observou-se que um ponto forte foi a divisão da demanda em lotes, já que essa feita possibilita a participação de um número maior de investidores, em comparação a um leilão com demanda única, por exemplo. Esse aumento no número de participantes leva a maior competição, impactando diretamente na diminuição do preço das ofertas.

Por outro lado, pelo fato de haver uma demanda que não pode ser adaptada de acordo com os lances, não há o máximo aproveitamento das ofertas recebidas. Além disso, a demanda revelada antes do leilão não induz a competição nesse aspecto, podendo esses fatores serem considerados como não favoráveis ao alcance do objetivo de eficientização dos custos.

3.1.2 – Aspectos relativos à pré-qualificação

A exigência de muitos documentos na fase de pré-qualificação tende a aumentar as despesas dos candidatos, desestimulando a participação no certame. Tem-se, portanto, como um aspecto positivo a não obrigatoriedade de apresentação de licença ambiental nessa fase, implicando em redução dos custos afundados dos participantes.

Entretanto, o fato de a capacidade de escoamento da geração não ser critério de classificação, pode ser um fator contribuinte à elevação de custos com

eventuais necessidades de reforços na rede de distribuição para fins de conexão da solução de suprimento.

3.1.3 – Aspectos relativos à seleção de vencedores

O leilão de sistemas isolados 2021 foi dividido em fases em cada lote, a fase de lance único e a fase de disputa de lances, que incentiva a competição, contribuindo para a apresentação de lances de menor preço.

3.1.4 – Aspectos relativos às obrigações contratuais

Para as localidades sem previsão de interligação ao SIN, os contratos têm maior vigência que os contratos estabelecidos para outras localidades, o que se torna vantajoso para os vendedores cuja solução de suprimento for contratada mediante esse acordo. Vale ressaltar que pelo fato da vigência de alguns contratos não serem de longos períodos, não se pontua nessa análise como aspecto negativo, visto que o atendimento será feito a sistemas isolados com previsão de interligação ao SIN, o que, a propósito, é esclarecido nos termos do acordo.

3.2 Objetivo: Garantia de atendimento à demanda futura

3.2.1 – Aspectos relativos à demanda

Assim como no leilão de suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, para o leilão de sistemas isolados 2021 a demanda a ser atendida também é definida pela EPE, em conjunto com as distribuidoras que atuam nas localidades a serem atendidas, através de estudos detalhados, o que confere maior confiabilidade ao processo.

3.2.2 – Aspectos relativos à pré-qualificação

A requisição de documentos referentes à situação financeira do candidato minimiza riscos futuros relacionados a dificuldades financeiras do empreendedor. É fator contribuinte também a exigência de documentação

detalhada do aspecto técnico do projeto, bem como outros documentos que comprovem a integridade do atendimento à demanda.

3.2.3 – Aspectos relativos à seleção de vencedores

A exigência de lances que levem em conta as perdas do sistema de geração e o consumo próprio da solução de suprimento confere maior segurança no atendimento à demanda, visto que descontos posteriores poderiam influenciar na capacidade de fornecimento.

3.2.4 – Aspectos relativos às obrigações contratuais

No leilão realizado há clareza nas cláusulas contratuais e transparência nos processos do certame, além do depósito de garantias de ambas as partes, e do fato de os contratos serem firmados por fonte.

3.3 Objetivo: Aumento da diversidade da matriz elétrica

3.3.1 – Aspectos relativos à demanda

Como o atendimento ao mercado regulado é caracterizado por riscos menores aos investidores, a participação se torna atrativa possibilitando a atuação de mais fontes. Em contrapartida, a não determinação de fontes aumenta o risco de não haver diversificação de propostas, o que não se mostra ser um aspecto positivo para o alcance do objetivo.

3.3.2 – Aspectos relativos à pré-qualificação

Conforme já mencionado, o detalhamento de documentos na fase de habilitação dos candidatos possibilita maior planejamento das ofertas a serem apresentadas pelos participantes e contribui para a participação de mais fontes no certame.

3.3.3 – Aspectos relativos à seleção de vencedores

Outra contribuição para a diversificação da matriz elétrica foi a possibilidade de participação de projetos com uso misto de fontes e tecnologias.

3.3.4 – Aspectos relativos às obrigações contratuais

Um fator característico do leilão dos sistemas isolados 2021 que pode aumentar a atratividade é o recebimento dos créditos de reembolso da Conta de Consumo de Combustível - CCC, previsto em contrato, além de apresentação de garantia pelo comprador.

3.4 Objetivo: Atração de investidores qualificados

3.4.1 – Aspectos relativos à pré-qualificação

Um fator positivo notável quanto à atração de investidores qualificados, é a exigência de apresentação, por parte dos vencedores do certame, de experiência anterior de implantação de geração com, no mínimo, ¼ da capacidade instalada da solução de suprimento apresentada pelo vencedor.

3.4.2 – Aspectos relativos às obrigações contratuais

Um fator positivo notável quanto à atração de investidores qualificados, é a exigência de apresentação, por parte dos vencedores do certame, de experiência anterior de implantação de geração com, no mínimo, ¼ da capacidade instalada da solução de suprimento apresentada pelo vencedor.

3.5 Objetivo: Incentivo à competição

3.5.1 – Aspectos relativos à demanda

A divisão da demanda em lotes apresenta-se como boa estratégia para maior incentivo à competição, visto que mais proponentes podem concorrer a um único lote de seu interesse, aumentando o número de participantes por lote, e consequentemente, a quantidade de participantes no certame como um todo.

Além disso, a competição para atendimento do mercado regulado é maior, por apresentar menores riscos, segundo Costa (2020), o que também instiga a competição.

3.5.2 – Aspectos relativos à seleção de vencedores

O leilão dos sistemas isolados 2021 apresentou sistemática simplificada

e de fácil acesso pelos candidatos. Além disso, o leilão foi realizado exclusivamente online, inclusive a submissão de documentos para cadastramento, o que se apresenta como facilidade para a participação no certame.

Outra forte contribuição é a fase de disputa de lances, subsequente à etapa de lance único, que tende a levar os participantes a ofertarem lances menores, na intenção de vencer o certame.

3.5.3 – Aspectos relativos às obrigações contratuais

Os contratos decorrentes do certame foram firmados por fonte, o que transmite maior segurança aos investidores, tendo em vista que cada fonte tem características particulares, o que influencia em vários fatores, um deles o tempo de construção da usina.

3.6 Objetivo: Contribuições para o desenvolvimento socioeconômico

3.6.1 – Aspectos relativos à demanda

Uma influência direta no desenvolvimento socioeconômico é o fato de o leilão ter como objetivo o atendimento a sistemas ainda não conectados ao SIN, portanto regiões com maior instabilidade no fornecimento de energia elétrica.

3.6.2 – Aspectos relativos à pré-qualificação

Outro aspecto importante nesse tema é a requisição do detalhamento dos insumos a serem utilizados pelas soluções de suprimento, o que influencia os candidatos a apresentarem soluções com menor impacto socioambiental.

3.6.3 – Aspectos relativos à seleção de vencedores

Em contrapartida aos aspectos positivos, faz-se uma observação a um ponto não favorável dentro da análise deste item, que é a não obrigatoriedade de participação de fontes renováveis, o que não garante que no resultado final haverão soluções de suprimento que utilizem fontes renováveis de energia. Como reflexo, cerca de 60% da potência nominal das fontes de geração das

soluções de suprimento vencedoras do certame são provenientes de fontes não renováveis (EPE, 2021).

3.6.4 – Aspectos relativos às obrigações contratuais

Por outro lado, o leilão trouxe atrativos para maior participação de fontes renováveis no certame. O edital estabeleceu que, para as localidades sem previsão de interligação ao SIN, as propostas de soluções de suprimento provenientes exclusivamente de fontes renováveis teriam contratos com maior vigência - 180 meses - que, conforme já mencionado, é vantajoso para o investidor.

Perante o que foi apresentado, pode-se fazer uma análise sintetizada do leilão dos sistemas isolados 2021, frente aos objetivos propostos a serem alcançados por leilões de energias renováveis. Dos seis objetivos, três foram completamente alcançados, e três foram alcançados de forma parcial pelo referido leilão, como descreve o quadro 1.

Quadro 1 - Objetivos atendidos total e parcialmente pelo leilão dos Sistemas Isolados 2021

Objetivos totalmente alcançados	**Objetivos parcialmente alcançados**
Garantia de atendimento à demanda futura Atração de investidores qualificados Incentivo à competição	Eficiência em custo. Aumento da diversidade da matriz elétrica. Contribuições para o desenvolvimento socioeconômico.

A eficiência em custo do leilão foi comprometida por não haver possibilidade de flexibilização da demanda no decorrer da disputa, o que, do contrário, teria contribuído para a maximização do aproveitamento das ofertas. Além disso, não houve exigência da apresentação da capacidade de escoamento da geração, o que pode representar um fator contribuinte à oneração de despesas que possa ser necessária em caso de ajustes na rede de distribuição a ser utilizada pela solução de suprimento.

O aumento da diversidade da matriz elétrica foi um objetivo alcançado de forma parcial pelo fato de não terem sido definidas as fontes para participação no leilão, o que poderia resultar em apresentação de propostas não diversificadas.

Por fim, as contribuições para o desenvolvimento econômico não foram totalmente atendidas considerando que a obrigatoriedade (não estabelecida no leilão) de participação de fontes renováveis contribui para uma matriz elétrica local com maior atuação dessas fontes, e consequentemente, contribuindo para a diminuição da dependência de combustíveis fósseis para geração de energia nas localidades atendidas.

4. RECOMENDAÇÕES PARA LEILÕES DE ENERGIA RENOVÁVEL PARA OS SISOLs NA AMAZÔNIA

Na Tabela 2 consta uma síntese das recomendações para a elaboração de leilão de energia renovável para os Sistemas Isolados na Amazônia, por fase do certame.

Tabela 2 - Questões a serem consideradas nos leilões de energia renovável para os sistemas isolados na Amazônia por fase.

FASE	QUESTÕES
Demanda	• Definição prévia da demanda; • Considerar o planejamento da extensão do Sistema de Transmissão na definição da demanda. • Faixas de demandas exclusivas para promover o desenvolvimento de tecnologias específicas ou de players de menor escala. • Demandas baseadas nas previsões de venda das distribuidoras. • Leilão que contemple Certificados de Energia Limpa - CELs.
	• Existência de política de conteúdo local. • Lista de documentos evitando demasiados custos afundados. • Requisitos que não impeçam a participação de pequenos atores e novos participantes. • Exigência que o licitante não tenha dívidas ficais ou, pelo menos, que elas sejam ilimitadas.

Pré-qualificação	• Os documentos devem focar em comprovar se os projetos são viáveis. • Comprovante de garantia física da planta. • Exigência quanto à capacidade e à qualidade dos equipamentos a serem utilizados no projeto. • Deve ser exigido: provas de direito de uso da terra, planos de construção detalhados, medição de recursos renováveis. • Políticas de conteúdo local somadas a contrapartidas de ordem financeira, que beneficiem os geradores. • Oferecimento de contrapartidas financeiras, como descontos em impostos, em troca da aderência a políticas de conteúdo local. • Requisitos reduzidos para licitantes locais. • Comprovações de que pelo menos uma porcentagem das ações da empresa do desenvolvedor do projeto deve ser detida por brasileiro. • Compromisso de investir parte da receita em contribuições socioeconômicas.
Seleção dos vencedores	• Leilão neutro. • Processo interativo e rodadas contínuas. • Adoção de mecanismos matemáticos que visam comparar as ofertas de energia, disponibilidade e certificados de energia em um processo de seleção unificado. • Oferta de vantagem competitiva para empreendimentos com menores cronogramas de construção. • Considerar ofertas com as perdas e consumo interno descontados. • Bonificações por zonas de preço direcionadas a fontes específicas. • Metodologia de fácil compreensão. • Publicação da memória de cálculo e das ofertas recebidas. • Adoção de uma margem de preço para aceitar ofertas iniciais. • Avaliação multicritério no leilão substituindo a comparação por preço.
Obrigações contratuais	• Foco no atendimento do mercado regulado, com possibilidade de comercializar energia no mercado de curto prazo. • Indexação a moedas internacionais. • Longos períodos de contrato. • Assinatura do contrato assim que o resultado do leilão for anunciado. • Determinação de qual agente será responsável pela interconexão da planta com o sistema.

	• Penalidades diferenciadas por fonte e por atrasos na construção. • Garantias de manutenção da proposta. • Garantias de oferta. • Aplicar disposições específicas para penalizar os desenvolvedores de projetos por baixo desempenho e recompensá-los por desempenho excessivo. • Subsídios e taxas especiais para determinadas fontes. • Contratação por disponibilidade e por CELs. • Garantias e seguros que cubram compradores, clientes regulados e danos a terceiros. • Garantias para os geradores.

Considerando o volume de informações produzidas, não foi possível colocá-las na íntegra, podendo as mesmas serem acessados no link https://drive.google.com/file/d/1Ua3-AMKgmIJ8QUcjM8Dk4on0Oe8S0oz6/view.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho demonstrou que a sistemática de leilão de energia renovável pode ser perfeitamente aplicada para expansão da geração no âmbito dos sistemas isolados. No entanto, é preciso assegurar mecanismos que transcendam o menor preço da energia e a segurança do suprimento. Ganhos adicionais podem ser auferidos de sorte a que o setor elétrico contribua efetivamente para o desenvolvimento regional. Vale ressaltar que leilões de energia também poderiam ser realizados no âmbito do Programa Mais Luz para a Amazônia, levando a redução de custos além de dar celeridade ao processo de universalização do serviço de energia elétrica na Amazônia brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resultados do leilão - Resumo Vendedor: Leilão dos Sistemas Isolados, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/LSI-2021_Resultado_leilao_3-2021.pdf. Acesso em: 22 maio 2021

COSTA, LUANA C.A. Análise Comparativa dos Leilões de Energias Renováveis na América Latina: Argentina, Brasil, Chile e México. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia - COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. EPE conclui cadastramento para o Leilão dos Sistemas Isolados/2021 (Informe). 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-508/Release%20Cadastramento%20SI%202021_v1.pdf. Acesso em: 28 abr. 2021.

IRENA. (2019). Renewable Energy Auctions: Status and Trends Beyond Price. 32.

USAID. Designing renewable energy auctions: a policymaker's guide. Scaling up renewable energy project - July 2019. n. July, 2019.

ANÁLISE DE MERCADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL - INFLUÊNCIA DA REGULAMENTAÇÃO E POLÍTICAS DE INCENTIVOS

Thiago Rodrigues Costa Carvalho

Faculdades de Campinas – FACAMP

RESUMO

O objetivo deste trabalho é analisar o mercado da geração distribuída no Brasil, quais fatores estão influenciando este mercado, como as modificações na regulamentação e os incentivos estão impulsionando a conexão das MMGDs nas distribuidoras brasileiras.

Palavras-chave: Geração distribuída; Usinas Fotovoltaicas; Microgeração; Minigeração.

ABSTRACT

The objective of this work is to perform a market investigation about the Distributed Generation in Brazil. Identify factors that are affecting the market and analyze how the regulatory change and incentives are boosting Distributed Generation connection among Brazilian electric power utilities.

Keywords: Distributed Generation; Photovoltaic Plants; Minigeneration; Microgeneration.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil é reconhecido mundialmente pelas grandes Usinas Hidrelétricas, capazes de suprir parte da necessidade energética da população. Estas gerações centralizadas estão distantes dos principais centros de carga do sistema, necessitando de grandes investimentos para aumentar a confiabilidade do sistema de transmissão que interligam geração e carga.

É possível diminuir estes investimentos instalando as gerações mais próximas da carga. Com o desenvolvimento das energias renováveis e a possibilidade de instalação de pequenas gerações, foi publicada em 2012 a resolução normativa (REN) 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica

(ANEEL) direcionando a implementação da geração distribuída (GD) no Brasil e trazendo uma nova realidade para os consumidores, além de um novo modelo de mercado e novos desafios para os agentes do setor elétrico. A partir deste marco, o setor elétrico tem passado por modificações que vão desde a teoria para controlar o sistema até o surgimento de um novo mercado.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 Regulamentação da Geração Distribuída

Pode-se considerar o setor elétrico um dos setores mais regulamentados do Brasil. Por isto, qualquer modificação no setor elétrico tende a ser lenta e burocrática. Devido as mudanças buscou-se sempre justificar a GD como uma solução para diminuir as perdas técnicas do sistema de transmissão e de distribuição, postergar investimentos nos sistemas de transmissão, aumentar a diversificação da matriz energética. Adicionalmente pode-se salientar o incentivo para a economia nacional, criando um novo mercado, e a economia na conta de energia, que é um importante incentivo para o consumidor final.

Em abril de 2012 a ANEEL, por meio da REN 482 (ANEEL, 2012), regulamentou o mercado da GD no Brasil. Estabelecendo premissas para conexão no modelo de compensação de energia como o tipo de geração, sendo limitado as fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada. A microgeração foi limitada em 100 kW, enquanto a minigeração se caracterizava com potência maior que 100 kW e podendo atingir 1 MW. Ainda em 2012, através da REN 517 (ANEEL, 2012), foi definido que toda a energia injetada na rede poderia ser abatida em mesma proporção na mesma unidade consumidora, com o excedente mensal tendo validade de 36 meses.

Depois de contribuições da sociedade e dos agentes do setor elétrico, a ANEEL lançou em 2015 a REN 687 (ANEEL, 2015), trazendo as primeiras modificações significativas para as GDs. As microgerações podem ter até 75 kW de fator limitante. Enquanto as minigerações foram divididas entre fonte hídrica, acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW, e as demais fontes de energia renováveis limitadas em 5 MW. O prazo para compensação dos créditos

energéticos passou para 60 meses. A diferença para as fontes hídricas foi retirada no final de 2017, com a REN 786 (ANEEL, 2017), que passou a ter limite máximo de 5 MW. Não havendo mais distinção entre as fontes elegíveis.

Depois de grandes discussões sobre a chamada “taxação do sol”, a Lei 14.300 trouxe grandes mudanças para a geração distribuída (Brasil, 2022). Entre as modificações do Marco Legal da GD, pode-se destacar a mudança no modelo de compensação, deixando de ser para todas as partes da tarifa e passando a ser exclusiva da Tarifa de Energia (mudança será escalonada), a criação da demanda contratada de Geração (TUSD G), a flexibilização da geração compartilhada, limites diferentes para fontes despacháveis e não despacháveis e a possibilidade de comercialização para distribuidora da energia excedente. Os pontos apresentados pela Lei têm um período de vacância de até 12 meses e até o momento não foram regulamentadas pela ANEEL. Com estas modificações, é vivenciada uma grande procura por parte dos consumidores e oferta por parte do mercado, para solicitar a conexão antes do dia 07/01/2023.

2.2 Tipo e Porte da Geração Distribuída

Para se enquadrar como GD depende da escolha do tipo de gerador e fonte para gerar a energia elétrica, podendo ser fontes renováveis ou cogeração qualificada. A GD pode ser uma Usina Fotovoltaica, utilizando radiação solar, Usina Eólica (EOL), utilizando cinética do vento, Central Geradora Hidrelétrica (CGH), utilizando potencial hidráulico, e Usina Térmica (UTE), utilizando Biogás, bagaço de cana de Açúcar, resíduos florestais dentre outros. Como verificado nas modificações da resolução, o porte da geração também é um ponto para enquadramento da GD, podendo ser uma microgeração com potência até 75 kW. Já as minigerações são limitadas em 3 MW para fontes não despacháveis e 5 MW para fontes despacháveis, classificação esta que foi atualizada pela Lei 14.300. Vale ressaltar que é vedado pela ANEEL a tentativa de subdivisão da geração em geração de menor porte para enquadramento em uma das duas classificações.

2.3 Modelos de Geração Distribuída

A energia não necessita ser produzida no momento que a Unidade Consumidora (UC) consome a mesma, é possível utilizar a rede da distribuidora para armazenar em forma de créditos a geração excedente para posterior consumo. A compensação pode ser local ou remota, esta através do autoconsumo remoto. Também é possível ter a geração em condomínios, com múltiplas UCs que dividem o crédito gerado. Além da modalidade de geração compartilhada através de consórcios ou cooperativas, com finalidade de redução das faturas do consorciados ou cooperados.

2.4 Incentivos para Geração Distribuída

Para impulsionar o mercado da GD algumas formas de incentivo foram lançadas. Ainda na REN 482/2012, a energia que é injetada na rede de distribuição teve o benefício da isenção do ICMS, limitado a 75 kW para microgeração e 1 MW para minigeração. A isenção do ICMS segue as diretrizes do Convênio ICMS 16/2015 (ME,2015), que concede a isenção na tarifa de energia, referente a injeção de energia do consumidor.

Em dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia lançou o ProGD, Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, em busca do fomentar o mercado da geração de energia pelos próprios consumidores, em especial a solar fotovoltaica, criando novos empreendimentos e consequentemente gerando empregos e renda. Uma das formas de incentivo do ProGD foi a possibilidade de financiamento pelo Banco do Brasil e pela Caixa Econômica Federal, o Governo Federal estimou que 2,7 milhões de UCs poderiam contar com geração própria até 2030.

Estes incentivos iniciais foram seguidos de outras iniciativas, como o apoio do BNDES com redução de taxas para escolar e hospitais em projetos de eficiência energética e instalação de GD. E com todo o desenvolvimento da GD, atualmente diversos bancos têm linha de crédito voltadas para implementação de microgeração e minigeração solar.

3. ANÁLISE DE MERCADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 Base de dados ANEEL

Para realizar uma análise do mercado da GD no Brasil, foi utilizado o banco de dados “Relação de empreendimentos de Geração Distribuída” (ANEEL, 2022), que contém o histórico com todos os dados de empreendimentos que se conectaram no território brasileiro no modelo de compensação de energia. Todas as análises de dados da GD realizadas neste artigo utilizaram este banco de dados, que foi coletado para estudo no dia 01 de fevereiro de 2022. As análises relacionaram o crescimento da GD instalada para entender como o mercado tem evoluído desde a REN 482 até o final de 2021. Foi considerado o crescimento do número de empreendimentos e da potência instalada, o crescimento geral das distribuidoras e dos estados, o porte dos empreendimentos, a predominância por tipo de geração e da classe de consumo. Adicionalmente, foi analisado a relação do crescimento com as modificações da regulamentação, impactos que causaram no crescimento do mercado e a influência das políticas de incentivos fiscais.

3.2 Análise da Geração Distribuída no Brasil

A GD fechou o ano de 2021 com uma capacidade instalada de 8.956,5 MW, com 804.369 unidades consumidoras gerando sua própria energia e compensando energia em 1.036.045 UCs, 1,15% de todas as UCs do Brasil. Para cada geração instalada, cerca de 1,3 unidades consumidoras compensando energia. Comparado com a geração centralizada no Brasil, este montante não chega a representar 5% de toda a capacidade instalada em operação, que fechou em 2021 com 181.532,7 MW (ANEEL, 2022). Conforme pode-se observar na comparação do gráfico representado na

Figura 1.

A geração solar centralizada representa 2,53% de toda GC em operação, enquanto o mercado de GD é dominado pela geração solar, com 97,9% da potência instalada. A GD solar tem capacidade instalada 1,91 vezes maior que a GC solar, e mesmo a GD não sendo tão representativa frente a

geração centralizada, as UFVs distribuídas têm quase o dobro da capacidade instalada frente as UFVs centralizadas. Já as usinas eólicas, hídricas e térmicas têm menor representatividade neste mercado.

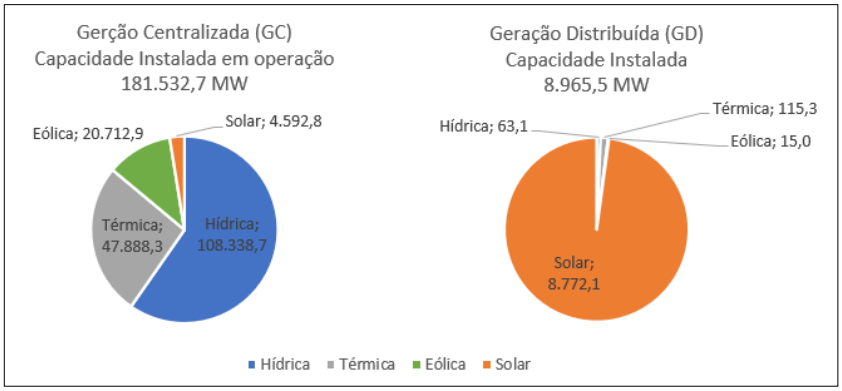


Figura 1 – Comparação montante da GC e da GD

A

Tabela 1 mostra um resumo do mercado de geração distribuída no Brasil no final de 2021. É importante notar que as microgerações representam cerca de 82,8% da potência instalada, com cada UC possuindo em média 9,3 kW instalados, beneficiando 1,25 unidades consumidoras por gerador. Já a minigeração tem em média 289,2 kW instalados, beneficiando 7,56 unidades consumidoras por gerador. Nota-se um viés do mercado para compensação remota nas minigerações muito maior que nas microgerações, devido a finalidade das instalações e da limitação física onde as microgerações são instaladas.

As classes de consumo dominantes das GDs são a comercial e residencial, possuindo 77% de toda potência instalada. As gerações para compensação residencial têm 3,9 GW instalados, com representatividade de 99,5% de microgerações. Enquanto a classe comercial tem 3,0 GW instalados, com aproximadamente 70% de microgerações e 30% de minigerações, sendo a classe com maior representatividade no mercado de minigerações.

As UFVs têm potência instalada 45 vezes maior que a soma de todos os outros tipos de GD, com predominância das pequenas instalações com potência de até 75 kW, que representam 84,48% das UFVs 82,66% da potência instalada das GDs. Com um montante bem menos expressivo e trilhando um caminho bem diferente das usinas fotovoltaicas, as demais fontes somam quase 200 MW instalados em 527 UCs com geração, proveniente de um crescimento tímido e predominantemente de minigerações.

Tabela 1 - Representatividade de cada tipo de GD até dezembro de 2021

Tipo de geração	Potência Instalada		UCs gerando energia		UCs compensando energia		UCs / Gerador
	kW	%	UCs	%	UCs	%	
CGH	63.131,07	0,70%	70	0,01%	16.870	1,63%	241,00
Microgeração	420,97	0,67%	15	21,43%	38	0,23%	2,53
Minigeração	62.710,10	99,33%	55	78,57%	16.832	99,77%	306,04
EOL	15.037,95	0,17%	84	0,01%	153	0,01%	1,82
Microgeração	437,95	2,91%	80	95,24%	88	57,52%	1,10
Minigeração	14.600,00	97,09%	4	4,76%	65	42,48%	16,25
UFV	8.772.055,60	97,84%	803.842	99,93%	1.012.452	97,72%	1,26
Microgeração	7.410.479,69	84,48%	798.753	99,37%	995.315	98,31%	1,25
Minigeração	1.361.575,91	15,52%	5.089	0,63%	17.137	1,69%	3,37
UTE	115.277,65	1,29%	373	0,05%	6.570	0,63%	17,61
Microgeração	12.244,81	10,62%	190	50,94%	321	4,89%	1,69
Minigeração	103.032,84	89,38%	183	49,06%	6.249	95,11%	34,15
Total Geral	8.965.502,27	-	804.369	-	1.036.045	-	1,29
Microgeração	7.423.583,42	82,80%	799.038	99,34%	995.762	96,11%	1,25
Minigeração	1.541.918,85	17,20%	5.331	0,66%	40.283	3,89%	7,56

Influenciado também pelas características físicas do local, as CGHs estão localizadas principalmente em Minas Gerais com 39 UCs totalizando 42,2 MW de potência instalada. Já as eólicas são predominantes no Ceará, com uma potência instalada de 14,6 MW divididos entre 28 UCs com geração. E as usinas

térmicas estão mais espalhadas entre estados como Minas Gerais, Mato Grosso e Rio de Janeiro, com totalizando 115 MW em 373 UCs.

A Figura 2 mostra um histograma com a frequência de unidades geradoras para cada bloco de potência instalada. O histograma é influenciado pelo número de UCs com geração fotovoltaica devido a predominância das UFVs frente as demais GDs. Os telhados fotovoltaicos têm grande representatividade nestes números e usualmente são instalados com pequenas potências. Por isso é possível observar que 79,6% de todas as UCs tem potência instalada de até 10 kW, geralmente em residências de médio/alto padrão ou pequenos comércios. Analisando a dispersão dos blocos, é verificada uma alta concentração no bloco de 75 kW, em que os consumidores limitam a potência para não serem enquadrados como minigeração distribuída. Na parte das minigerações, que representam apenas 0,66% de todas as UCs com geração, o bloco de instalações de 1 MW tem uma elevada concentração para aproveitar os benefícios que são limitados nesta potência.

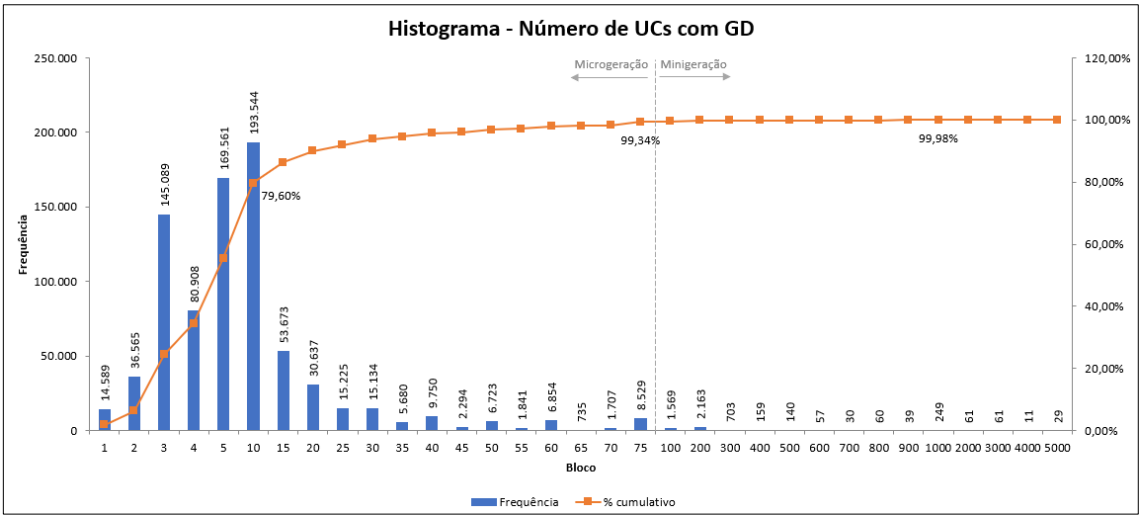


Figura 2 - Frequência de UCs com GD no Brasil

Para atingir a marca de quase 9 GW de potência instalada, o crescimento do montante instalado da GD foi inicialmente tímido. Até março de 2012, o Brasil tinha cerca de 591 kW instalado, provenientes de 16 geradores

solares espalhados pelo Brasil. Com a regulamentação, o crescimento do mercado está cada dia mais acelerado, como ser verificado na Figura 3.

De acordo com a potência instalada por mês, representada pela linha laranja, pode-se notar as variações de mercado mantendo uma tendência de crescimento e finalizando 2021 com máxima histórica de 430 MW instalados em um único mês. Considerando a potência instalada total, a marca de 430 MW só foi ultrapassada em julho de 2018, mais de 6 anos após a REN 482.

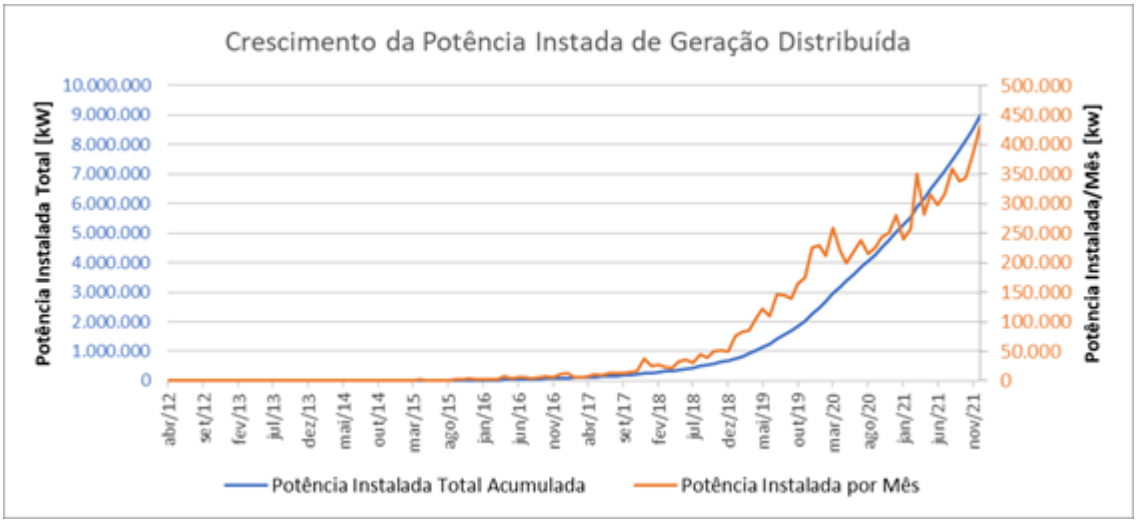


Figura 3 – Gráfico de crescimento da GD no Brasil

A partir de 2018 é verificado um crescimento mais acelerado no mercado da geração distribuída. O marco do primeiro Gigawatt de GD foi alcançado em abril de 2019. Sete meses depois, o montante foi dobrado e atingiu 2 GW de GD instalada. A partir do 2º GW, com um ritmo médio mensal de 230 MW de potência instalada, atingindo o 5º GW instalado em dezembro de 2020. O montante total instalado finalizou 2021 com um aumento de em 77,5% referente ao ano anterior, atingindo praticamente 9 GW de GD.

Sabendo da predominância das UFVs e entendendo os índices solarimétricos em território nacional, é possível entender como a energia solar vem tomando grandes proporções no Brasil. A Figura 4 mostra como estão concentradas a GD nos estados brasileiros. A marca de 1 GW de potência

instalada já foi superada em 3 estados brasileiros. O ranking é liderado por Minas Gerais, seguido por São Paulo e Rio Grande do Sul, juntos os três Estados representam 42% da potência GD instalada no Brasil.

Com exceção de Roraima e o Distrito Federal, todos os Estados têm a maior parte da potência instalada de Microgerações, chegando a representar 96% de todas as instalações no Paraná, por exemplo. No âmbito das minigerações alguns estados ganham maior relevância, como Mato Grosso e Goiás, com 147 MW e 111 MW de minigeração respectivamente.

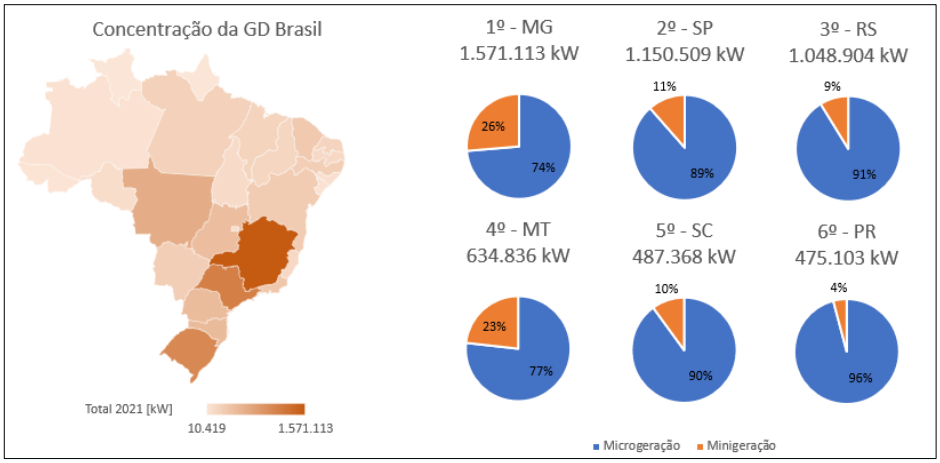


Figura 4 – Concentração de GD nos Estados brasileiros

De forma semelhante aos Estados, pode-se avaliar o nível de penetração da GD nas distribuidoras. Como pode ser verificado na Tabela 2 as 5 distribuidoras com maior montante de potência instalada.

Tabela 2 – Ranking das distribuidoras com mais Potência instalada de GD

Posição	Distribuidora	Estado	Microgeração [kW]	Minigeração [kW]	Total [kW]
1	CEMIG-D	MG	1.074.095	401.613	1.475.707
2	RGE SUL	RS	732.259	59.951	792.210
3	EMT	MT	487.323	147.323	634.646
4	CPFL-PAULISTA	SP	462.175	62.421	524.596

5	COPEL-DIS	PR	439.410	18.705	458.115

O Estado de São Paulo fica em 2º lugar no ranking dos estados, entretanto a distribuidora mais bem posicionada é a CPFL Paulista que ocupa o 4º lugar no ranking. Já distribuidora que atende maior população no estado de São Paulo é a ENEL SP, que se encontra apenas na 30ª posição com pouco mais de 62 MW de GD instalados, devido as características da área atendida pela concessão. A combinação de centro de carga, tamanho da concessão, poder aquisitivo dos consumidores e grandes áreas rurais tem impacto significativo no mercado das GDs. Principalmente para as minigerações, que geralmente buscam áreas rurais, mais distantes dos verdadeiros centros de carga das distribuidoras, com custo de instalação reduzidos.

O mercado da GD permanece com uma tendencia de crescimento acelerado, o Plano Decenal de Energia 2031 (MME, 2022) montou cenários do crescimento baseado nas mudanças da Lei 14.300, projetando o crescimento da GD até 2031. Considerando a compensação atual de 1 para 1, foi projetado atingir 5,0 milhões de GD totalizando 47 GW de potência instalada. Já no cenário de referência, considerando apenas a cobrança de 100% da TUSD, foi projetado 4,2 milhões de UCs com 37,2 GW de potência instalada. E no cenário mais pessimista, considerando a compensação única da tarifa de energia, em 2031 teriam 3,2 milhões de UCs com potência instalada de 27 GW.

4. CONCLUSÃO

A Geração Distribuída foi regulamentada no Brasil com o intuito de aproximar a geração do centro de carga e postergar investimentos nos sistemas de transmissão. Mas alguns fatores foram fundamentais para que a potência instalada atingisse os quase 9 GW até o final de 2021, com grande potencial de crescimento em 2022 devido a Lei 14.300.

Após a regulamentação da GD, o crescimento das UFVs foi influenciado pelo avanço da tecnologia, a redução de custos global para implementar a geração, os incentivos fiscais, a elevação do custo da energia elétrica e as

formas de financiamento para este mercado. Como mencionado, a GD no Brasil é um reflexo do mercado das GD fotovoltaicas, que predominam em todos os setores analisados, fazendo com que as demais fontes não tenham influência nos resultados do mercado. De forma geral, as microgerações estão concentradas nas residências e nos comércios. Já as minigerações predominantes em comércios, indústrias e unidades rurais, e tendem a ser instaladas em regiões rurais, longe dos grandes centros de cargas e podendo ter potência instalada maior que a necessidade de demanda da região.

Uma possibilidade para solidificar a importância das GDs seria aumentar a diversidades das fontes que realmente são instaladas, gerando maior confiabilidade para o sistema. Incentivar de forma diferenciada as fontes despacháveis e de possíveis fontes híbridas complementares, aumentando assim a representatividade e confiabilidade energética da geração distribuída no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Brasil termina 2021 com maior acréscimo em potência instalada desde 2016. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao>. Acesso em: 30.abr.2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/ANEEL/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 15.mar.2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relação de empreendimentos de Geração Distribuída. Disponível em: <https://dados.gov.br/data set/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>. Acesso em: 01.fev.2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 04.mar.2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 517, de 11 de dezembro de 2012. Disponível em: < https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Acesso em: 04.mar.2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 04.mar.2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 786, de 17 de outubro de 2017. Disponível em: < https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 04.mar.2022.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 04.mar.2022.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA (ME). Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso em: 30.mar.2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Plano Decenal de Energia 2031, Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publica coes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf>. Acesso em: 30.abr.2022.

ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA INSTALADO EM UMA EDIFICAÇÃO COM ARQUITETURA BIOCLIMÁTICA: MEDIÇÃO, MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Eduardo da Silva Almerão[1]; Giuliano Arns Rampinelli[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Catarina*

RESUMO

O aumento progressivo do padrão de consumo da população, a escassez de materiais não renováveis e os problemas de caráter ambiental que são originados durante a queima de combustíveis fósseis no processo de geração de energia, vem abrindo espaço para debates que envolvem a diversificação das matrizes energéticas. Devido a estes fatos, a energia proveniente da radiação solar vem recebendo cada vez mais espaço em âmbito mundial, por ser oriunda de uma fonte limpa e renovável a energia solar coopera com iniciativas que visam reduzir a emissão dos gases causadores do efeito estufa (GEE'S), responsáveis por elevar a temperatura da superfície terrestre. Dentre as várias finalidades do uso da energia solar, destaca-se o sistema fotovoltaico, que visa converter a radiação solar em energia elétrica, permitindo tanto a conexão diretamente a rede de transmissão e distribuição quanto o armazenamento da energia gerada em bancos de baterias. Em função da posição geográfica, o território brasileiro recebe altos índices de incidência solar. A maturidade tecnológica, a confiabilidade e a competividade econômica estão garantindo uma inserção sólida e gradual dos sistemas fotovoltaicos na geração distribuída e na geração centralizada. O sistema fotovoltaico proporciona uma fácil incorporação com o ambiente, devido a possibilidade de dispensar maiores estruturas para a sua instalação, sendo facilmente incorporado junto a própria arquitetura de residências ou prédios comerciais. Com base na demanda crescente dos projetos fotovoltaicos que avaliam a qualidade do recurso solar, orientação e inclinação do sistema, este trabalho tem como objetivo realizar a modelagem em ambiente virtual e monitorar um sistema fotovoltaico implantado em uma planta

piloto bioclimática, localizada da cidade de Araranguá no estado de Santa Catarina, nas dependências da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), visando comparar os resultados reais com os dados obtidos em ambiente simulado. O sistema fotovoltaico instalado na planta piloto bioclimática apresenta potência instalada de 0,99 kWp e seus dados foram coletados através da plataforma do inversor, ao passo que as simulações foram realizadas através dos softwares PvSyst, System Advisor Model, RETscreen, PVgrid, além da aplicação do método analítico, utilizando os dados obtidos na plataforma do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), no software Radiasol 2 e no Atlas Brasileiro de Energia Solar. A simulação que obteve os melhores valores e mais se aproximou dos dados reais de geração de energia retirados da plataforma do inversor, foi a simulação através do método analítico utilizando os dados retirados da plataforma do Instituto Nacional de Meteorologia, apresentando diferenças na faixa de 3% tanto para a produtividade mensal quanto para a geração média diária de energia elétrica. A simulação que atingiu os resultados que mais se distanciaram da base real, foi realizada também através do método analítico, porém fazendo o uso da base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, a diferença tanto para a geração quanto para a produtividade está na faixa de 18% em relação aos dados reais. Estas diferenças observadas entre os métodos de simulação podem ser explicadas, parcialmente, devido ao uso de diferentes bases de dados em cada ambiente de modelagem.

Palavras-chave: Barreiras; Energia; Geração distribuída; Oportunidades.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica utilizada no território brasileiro é caracterizada por ser 70% oriunda de fontes hidrelétricas e devido as características climáticas do país em momentos de baixa disponibilidade do recurso hídrico, as centrais termoelétricas são acionadas para dar suporte ao sistema elétrico nacional, porém devido sua origem fóssil, além de apresentarem um custo elevado ao consumidor, as termoelétricas movidas a carvão contribuem significativamente para o aumento da concentração de gases do efeito estufa na atmosfera

terrestre. Este cenário deixa explícita a necessidade da diversificação da matriz elétrica brasileira, explorando os potenciais renováveis que o país apresenta, como a energia solar, eólica, biomassa, entre outras.

Segundo (Urrego e Urrego 2018), entre os anos de 2000 a 2015 a taxa de crescimento anual da energia fotovoltaica em nível mundial foi de 41%, tornando essa a tecnologia renovável com o maior potencial de desenvolvimento.

O território brasileiro como característica natural apresenta altos níveis de radiação incidente em todos os estados do país, embora devido a extensão territorial ocorram variações de acordo com cada região a depender das características climáticas de cada localidade. Este atributo somado a outras diversas características naturais que o país apresenta, possibilitam uma vasta diversificação das matriz elétrica nacional, e visando aproveitar estas oportunidades, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir da Resolução Normativa 482/2012 possibilitou ao consumidor brasileiro a livre geração de energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, além de designar o sistema de compensação de energia, permitindo assim a troca de energia gerada na unidade consumidora junto a distribuidora de energia atuante em cada região. Posteriormente em 2015 a RN 482 foi modificada para a RN 687, destacando alterações como, o aumento da potência de microgeração para 75 kW e a minigeração de 75 kW à 5 MW, autoconsumo remoto, geração compartilhada em diferentes CPF/CNPJ e aumento do prazo da utilização de créditos de energia, passando de 36 meses para 60 meses.

Segundo a ANEEL, em março de 2022, o Brasil ultrapassou a marca de 10 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída, quantidade esta que é suficiente para abastecer aproximadamente 5 milhões de unidades consumidoras. Ainda segundo a ANEEL, em todo o país existem aproximadamente 922 mil unidades de micro e minigeração distribuída e cerca de 1,19 milhões de unidades recebem os créditos desta geração. Os três estados que mais se destacam são Minas Gerais com 149 mil unidades de geração distribuída e 1,73 GW de potência instalada, seguido por São Paulo com148 mil

unidades e 1,29 GW de potência instalada e Rio Grande do Sul com 123 mil unidades e 1,17 GW de potência instalada.

Das 922 mil micro e miniusinas de geração distribuída, cerca de 99% utilizam a tecnologia fotovoltaica para a geração de energia, logo, dos 10 GW de potência instalada em geração distribuída, 9,9 GW são provenientes de sistemas fotovoltaicos. Essa capacidade somada as usinas centralizadas de energia fotovoltaica correspondem a 14,8 GW de potência instalada no país.

Devido aos seguidos aumentos sobre a tarifa de energia elétrica, soluções alternativas como a energia fotovoltaica veem tornando-se cada vez mais populares, segundo a Associação Brasileira dos comercializadores de Energia (ABRACEEL), no período de 2015 a 2021, a tarifa de energia elétrica teve um aumento anual médio de 16,3%, enquanto o índice de preços no consumidor (IPCA) teve uma variação de 6,7% ao ano, isso representa um crescimento de 237% acima da inflação no período de observação. Além disso, devido a considerável expansão da tecnologia, consumidores distintos estão aderindo a estes equipamentos, aproximando assim as usinas de pequeno porte das unidades residenciais. Segundo a pesquisa de mercado realizada pela empresa de consultoria GREENER, entre o período de 2016 a 2021, os sistemas residenciais e comerciais apresentaram uma redução de 44% no valor do custo final, enquanto os sistemas de escala industrial apresentaram uma redução de custo de 38% dentro do mesmo período.

A influência do fortalecimento das ações governamentais, bem como o maior acesso aos componentes de sistemas fotovoltaicos estimulam o desenvolvimento de estudos e pesquisas que visam dar suporte ao desenvolvimento eficiente e sustentável, através de informações atualizadas, como, estimativas de desempenho, potencial de diferentes tecnologias de células fotovoltaicas, até o impacto de diferentes orientações e inclinações afetam a geração final de energia, para isso é imprescindível o uso de ferramentas computacionais para a modelagem e simulação, devido à complexidade dos parâmetros físicos envolvidos.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma análise comparativa entre um sistema fotovoltaico real de 0,99 kWp conectado à rede e instalado em uma arquitetura bioclimática e comparar os dados de geração retirados da plataforma de monitoramento junto aos dados obtidos através de simulações com os softwares SAM, RETscreem, PVsyst, PVgrid, além das simulações teórico práticas utilizando as bases de dados provenientes do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), Atlas Brasileiro de Energia solar e do software Radiasol 2.

2. METODOLOGIA

O sistema fotovoltaico apresentado na figura 1 está localizado nas dependências do Centro de ciências, Tecnologia e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), na cidade de Araranguá (SC) que possui como concessionária a Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC). O sistema é constituído por 3 módulos de 330 kWp cada, totalizando um sistema com a 0,99 KWp de potência instalada. A Figura 1 apresenta o sistema fotovoltaico instalado no telhado da planta piloto e a Tabela 1 apresenta as características do sistema.

Figura 1 – Sistema Fotovoltaico Instalado na Planta Piloto Bioclimática
Fonte: (NTEEL SOLAR, 2021)

Tabela 1 - Características do Sistema Analisado

Potência Instalada	0,99 kWp
Inclinação do Sistema	20°
Arranjo Fotovoltaico	1 string e 3 Módulos
Orientação	0°
Fabricante	BYD
Modelo	330 PHK-36
Inversores	1
Fabricante	PHB Solar
Modelo	PHB 1500 – NS
Potência do Inversor	1,5 kW

Fonte: Do Autor

2.1 Indicadores de Desempenho

Os indicadores de desempenho são parâmetros utilizados para estimar a capacidade de sistemas fotovoltaicos, independente da sua localização ou tecnologia. Segundo a norma IEC Standard 61724 (1998), para o monitoramento do desempenho fotovoltaico, os principais parâmetros para a avaliação do sistema são, índice de produtividade (YF), índice de produtividade de referência (YR) e desempenho global (PR).

O Índice de Produtividade (YF) é encontrado entre a razão da energia produzida (kWh) e a potência instalada do sistema (kWp), expressa na equação 1.

$$YF = \frac{1}{PSTD}\left[\frac{1}{T}\int_0^T PCA(t).dt\right] \quad (1)$$

Onde, PSTD é a potência nas condições padrões em caso de operação 24 horas por dia, PCA é a potência injetada na rede e T é o período de operação do sistema.

A Produtividade de Referência (YR) descreve o recurso solar no local de instalação do sistema fotovoltaico e é expressa na equação 2.

$$YR = \frac{H(\gamma,\beta)}{GSTD} \quad (2)$$

Onde, H(γ,β) é a irradiação no plano inclinado do sistema e GSTD é a irradiação de referência de 1000 W/m².

O Desempenho Global do sistema é dado entre a relação de YF com YR e é expresso na equação 3.

$$PR = \frac{YF}{YR} \quad (3)$$

2.2 Irradiação Inclinada

Os dados de radiação disponibilizadas na plataforma do INMET são referentes a radiação global, para o cálculo da irradiação disposta em uma superfície inclinada utilizou a equação 4.

$$H_\beta^T = H_g^d.\left[(1-Kd).RB + \frac{\rho}{2}.(1-\cos(\beta)) + \frac{Kd}{2}.(1+\cos(\beta))\right] \quad (4)$$

Onde, H_β^T é a irradiação inclinada, H_g^d é a radiação global, Kd é a irradiação solar difusa, RB é o fator de correção devido a mudança de ângulo dos raios solares sobre a superfície inclinada, ρ é a irradiação refletida e β é a inclinação do arranjo fotovoltaico.

3. RESULTADOS

O sistema fotovoltaico localizado na planta bioclimática foi monitorado no período de um ano, entre os meses de janeiro de 2021 a dezembro de 2021, a figura 2 apresenta os valores médios de geração obtidos durante o monitoramento. O mês de maior geração de energia elétrica foi o mês de

fevereiro, quando foi registrado cerca de 5,7 kWh/mês, enquanto o mês de menor geração foi o mês de junho com cerca de 2,5 kWh/mês gerados. A geração média dos doze meses analisados foi de cerca de 4,11 kWh/dia.

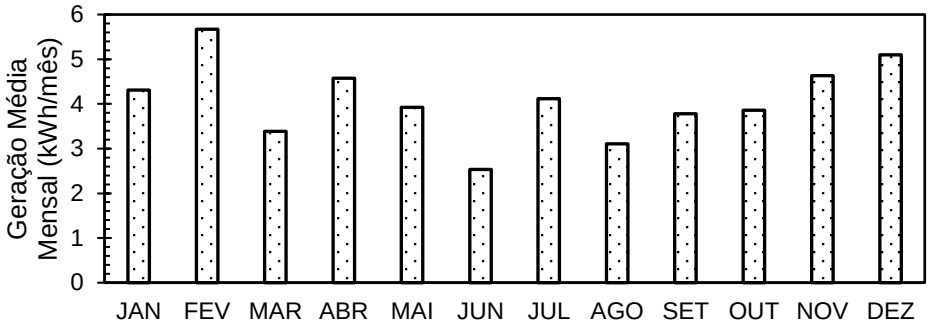


Figura 2 – Geração de Energia Média Mensal

A figura 3 apresenta o perfil de geração de energia para um dia ensolarado em dezembro de 2021, o pico de geração ocorre próximo das 12 horas, quando é registrado 88,6 Wh, a geração total registrada no dia analisado foi de 6,7 kWh. Enquanto a figura 4 apresenta o comportamento do sistema em um dia de radiação predominantemente difusa em novembro de 2021, o pico de geração ocorre próximo das 12 horas, registrando 15,3 Wh, a geração total no dia analisado foi de 0,625 kWh.

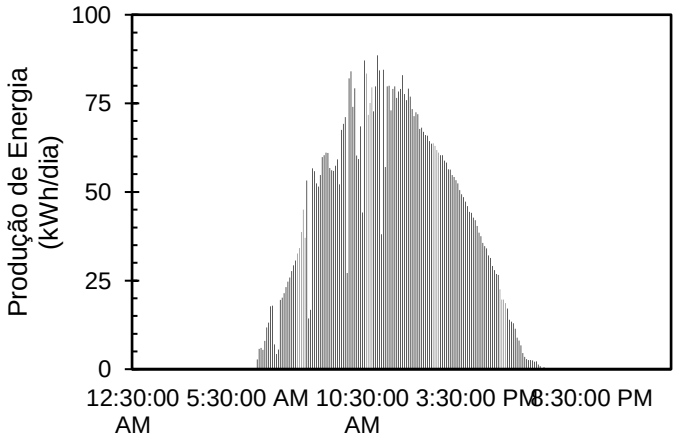


Figura 3 – Energia Gerada em um Dia Ensolarado

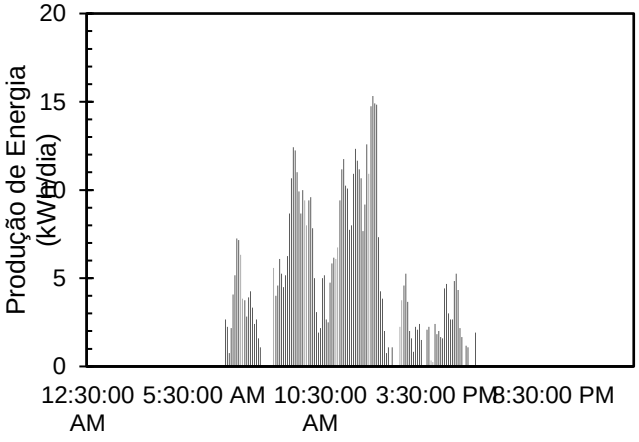


Figura 4 – Energia Gerada em um Dia Chuvoso

A figura 5 apresenta os resultados obtidos para a geração média diária da geração de energia real produzida no sistema e os resultados da modelagem via softwares e métodos analíticos. O método analítico com a base de dados do INMET e o software RETScreen obtiveram os melhores resultados dentre as simulações, os valores máximos de geração de energia para ambos os casos aconteceram no mês de janeiro, quando a média mensal obtida foi de 5,06 kWh/dia e 4,71 kWh/dia respectivamente, e a média anual de geração de energia foi de 3,99 kWh/dia obtida através da base de dados do INMET e de 3,95 kWh/dia através da modelagem com o software RETScreen. A análise que obteve o menor valor de geração de energia foi a análise correspondente ao método analítico via a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, no qual o menor valor obtido foi de 2 kWh/dia no mês de junho e a média anual de geração de energia foi de 3,37 kWh/dia.

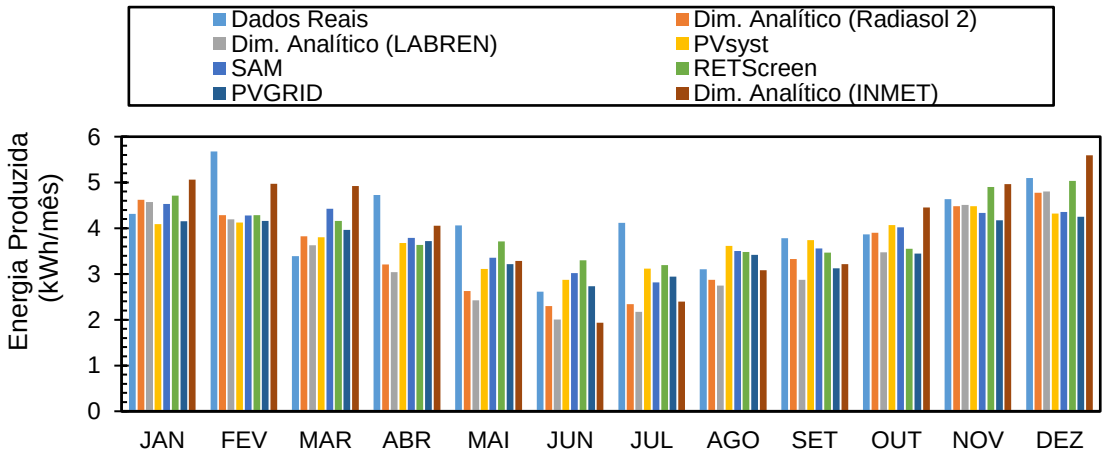


Figura 5 – Comparação da Geração de Energia Real E As Simulações Computacionais e Teóricas

A figura 6 demonstra que os dados de simulação obtidos através do dimensionamento analítico com a base de dados de INMET obtiveram uma diferença de 3% em relação aos dados reais e a modelagem através do RETScreen alcançou uma diferença de 4%, enquanto que o dimensionamento a partir dos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar difere cerca de 18%.

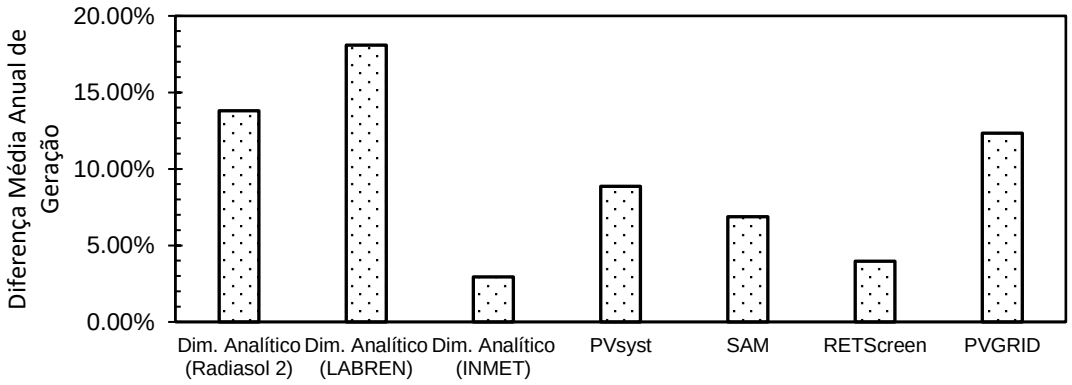


Figura 6 – Diferença Percentual Entre Os Métodos De Simulação E Os Dados Reais

A figura 7 apresenta o índice de produtividade do sistema real e das simulações teórico práticas e computacionais, similarmente à média mensal de geração de energia os dados do sistema real apontam que o mês de fevereiro se destaca com a produtividade de 160,5 kWh/kWp, enquanto o mês de junho apresenta o menor valor dentre os meses avaliados, com 79,3 kWh/kWp.

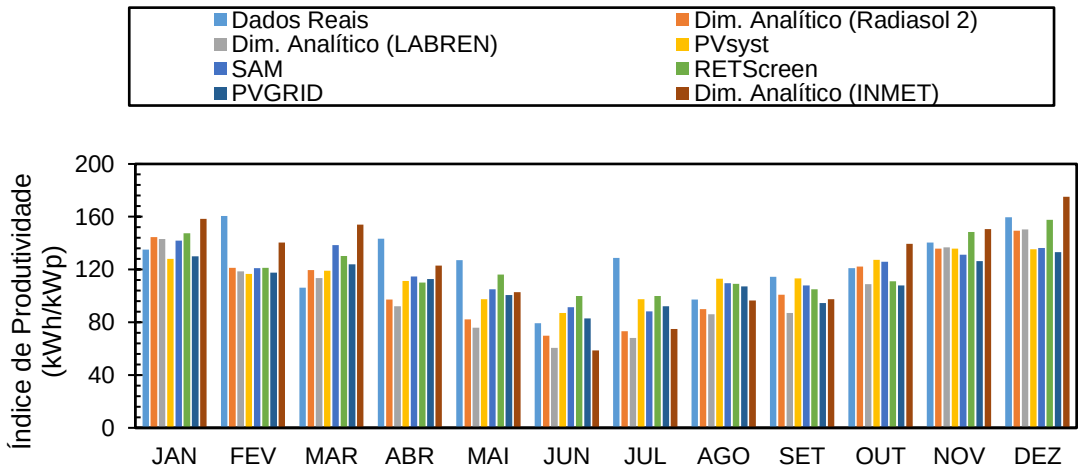


Figura 7 – Comparação da Produtividade Real do Sistema e das Simulações Computacionais e Teóricas

A figura 8 apresenta a dispersão de dados de produtividade através de um gráfico box plot produzido com os dados de produtividade real do sistema fotovoltaico e das simulações computacionais e teóricas.

A observação do gráfico permite a identificação dos meses que apresentam as maiores e menores flutuações dos valores. Dentre os meses avaliados percebe-se uma menor flutuação nos meses de verão, em especial no mês de janeiro que apresenta uma variação de 15% entre o valor máximo e mínimo, enquanto durante os meses de inverno percebe-se uma maior dispersão, destacando-se o mês de julho, o qual apresenta uma variação de 89% entre o valor máximo e mínimo.

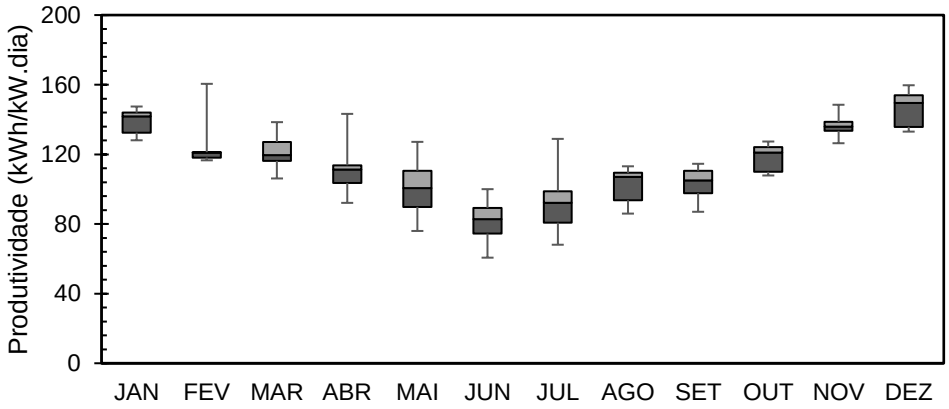


Figura 8 – Dispersão Dos Dados de Produtividade Real e Das Simulações

4. CONCLUSÃO

Este trabalho expos diferentes tipos de modelagens e simulação para um sistema fotovoltaico composto por três módulos de 330 Wp, afim de avaliar o perfil de comportamento das simulações teóricas e computacionais e comparando-as com os dados de geração e produtividade real do sistema instalado em uma planta piloto bioclimática.

Tanto as modelagens teóricas realizadas através dos dados de radiação coletados via as ferramentas do INMET, Radiasol 2 e do Atlas Brasileiro de Energia Solar, quanto as modelagens via ferramentas computacionais realizadas

nos softwares PvSyst, SAM, RETScreen e PvGrid foram realizadas com sucesso e contribuíram para o desenvolvimento concreto deste trabalho.

Em uma avaliação comparativa das ferramentas de modelagem e simulação, destacam-se o método de dimensionamento teórico com a base de dados do INMET e o software RETScreen, que obtiveram uma diferença de 3% e 4% respectivamente em relação a média dos doze meses de geração real registrada na plataforma do inversor do sistema. Assim como o resultado que mais se afastou dos dados de monitoramento real foi obtido através do método teórico com a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, destoando cerca de 18% dos dados reais.

Apesar deste trabalho apresentar melhores resultados para a base de dados do INMET e para o software RETScreen, tais resultados não refletem a má qualidade das outras ferramentas computacionais utilizadas neste estudo, levando em consideração que esta é uma análise realizada em um curto intervalo de tempo e em uma única localidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida. Acesso em: 10 abr. 2022.

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: . Acesso em: 10 abr. 2022.

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e

3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Disponível em: . Acesso em: 10 abr. 2022

IEC. Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis, IEC Standard 61724, Geneva, 1998.JINKO, Solar. JKM265P-60 245-265 Watt. POLY CRYSTALLINE MODULE. Disponível Acesso em: 10 mai.2018. Junior, A., M.; et al. Desempenho de sistemas FV de acordo com a inclinação e azimute, FV Janeiro 2017 No 8, fevereiro de 2017.

SOLAR, Nteel. Equipamentos e Instrumentos. Disponível em: . Acesso em: 4 ago. 2021.

URREGO, D. R.; Urrego, L. R. Photovoltaic energy in Colombia: Current status, inventory, policies and future prospects. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, Colombia, 2018.

AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE PROPOSIÇÃO DE UMA POLÍTICA PÚBLICA DE ACESSO À ELETRICIDADE EM COMUNIDADES ISOLADAS DE ANGOLA A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DO PROGRAMA LUZ PARA TODOS (PLT): RESULTADOS PRELIMINARES

Lourenço Lopes Gomes[1]; Kátia Cilene Rodrigues Madruga[1]; Leonardo Elizeire Bremermann[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Catarina*

RESUMO

A eletrificação de uma região é essencial para se alcançar o desenvolvimento sustentável. Inquestionavelmente, a energia contribuiu para o avanço tecnológico do mundo moderno, de tal maneira, que o desenvolvimento econômico e os altos padrões de vida das sociedades atuais dependem da disponibilidade de um abastecimento sustentável de energia. Entretanto, apesar dos vários benefícios que a energia elétrica pode proporcionar as populações abastecidas, a universalização do uso da energia elétrica não é uma tarefa fácil, uma vez que nos países em desenvolvimento uma parte da população, principalmente na zona rural, ainda vive sem ter acesso à eletricidade. De acordo com o Relatório de Progresso de Energia para 2021, aproximadamente 759 milhões de pessoas ainda vivem sem eletricidade no mundo. Isso é especialmente evidente para os países mais vulneráveis, principalmente os da África Subsaariana, como é o caso de Angola. Apesar dos excelentes recursos energéticos de que o país dispõe, o setor elétrico angolano é caracterizado por um baixo consumo *per capita,* que deixa o país à mercê de várias condições de vulnerabilidade energética e social. Dos principais problemas energéticos que Angola enfrenta, fornecer acesso confiável aos usuários finais continua sendo um desafio significativo. Isso é justificável, uma vez que apenas 46% de todo território nacional está eletrificado, enquanto que cerca de 17.29 milhões de pessoas continuam sem acesso à energia elétrica, principalmente em comunidades isoladas, onde apenas 4% da população tinha acesso à energia elétrica em 2015. Essa situação carece de mudanças urgentes e inadiáveis, que

podem ser mitigadas através da formulação de políticas públicas de acesso à energia. Embora o acesso universal à energia elétrica seja um desafio para Angola, experiências internacionais podem contribuir para gerar subsídios na implementação de políticas públicas. No Brasil o programa Luz para Todos (LPT) criado em 11 de novembro de 2003 com objetivo de atender com energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que não possuía acesso à energia elétrica, pode ser visto como um programa bem-sucedido que pode gerar contribuições interessantes. Em vista disso, o Programa Luz Para Todos pode ser considerado como um modelo de referência a ser levado em conta por países que enfrentam o desafio da universalização do acesso à energia elétrica, como um passo importante no caminho para o desenvolvimento socioeconômico das comunidades, como é o caso de Angola. Desse modo, o objetivo da proposta da investigação é de avaliar a possibilidade de proposição de uma política pública de acesso à eletricidade em comunidades isoladas de Angola, a partir da experiência do Programa Luz para Todos. O presente artigo apresenta a primeira parte desta investigação de carácter qualitativo e exploratório que inclui a revisão bibliográfica e documental e análise dos seguintes tópicos: setor elétrico e acesso à energia em áreas isoladas em Angola e no Brasil e PLT. Entre os principais resultados verificou-se: semelhança nas estruturas dos setores elétricos de ambos os países; características similares de fornecimento de energia elétrica em comunidades isoladas; inexistência de políticas públicas de energias destinadas às comunidades isoladas de Angola; necessidade de formulação de políticas públicas energéticas estaduais com foco em fontes renováveis de energias, ao invés de nacionais; existência de condições favoráveis para implementação do programa “Luz para Todos” em comunidades isoladas de Angola.

Palavras-chave: Políticas públicas; Exclusão elétrica; Comunidades isoladas; Programa Luz para Todos.

ABSTRACT

The electrification of a region is essential to achieve sustainable development. Unquestionably, energy has contributed to the technological advancement of the modern world, in such a way that economic development and high living standards in today's societies depend on the availability of a sustainable supply of energy. Nevertheless, despite the various benefits that electric energy can provide to the supplied populations, universalizing the use of electric energy is not an easy task, since in developing countries a part of the population, mainly in rural areas, still lives without having access to electricity. According to the Energy Progress Report for 2021, approximately 759 million people still live without electricity in the world. This is especially evident for the most vulnerable countries, particularly those in Sub-Saharan Africa, such as Angola. Despite the excellent energy resources available to the country, the Angolan electricity sector is characterized by low per capita consumption, which leaves the country at the mercy of several conditions of energy and social vulnerability. From the main energy problems that Angola faces, providing reliable access to end users remains a significant challenge. This is justifiable, since only 46% of the entire national territory is electrified, while about 17.29 million people remain without access to electricity, mainly in isolated communities, where only 4% of the population had access to electricity in 2015. This situation needs urgent changes, and unavoidable, which can be mitigated through the formulation of public policies for access to energy. Although universal access to electricity is a challenge for Angola, international experiences can contribute to generate subsidies in the implementation of public policies. In Brazil, the Light for All Program (LPT) created in 2003 with the aim of providing electricity to the portion of the Brazilian rural population that did not have access to electricity, can be seen as a successful program that can generate interesting contributions. In view of this, the Light for All Program can be considered as a reference model to be taken into account by countries that face the challenge of universal access to electricity, as an important step on the way to the socio-economic development of communities, as is the case of Angola. In this way, the purpose of the research

proposal is to evaluate the possibility of proposing a public policy for access to electricity in isolated communities in Angola, based on the experience of the Light for All Program. This article presents the first part of this qualitative and exploratory investigation and includes a bibliographic and documentary review and analysis of the following topics: electricity sector and energy access in isolated areas in Angola and Brazil and LPT. Among the main results, it was verified: similarity in the structures of the electric sectors of both countries; similar characteristics of electric energy supply in isolated communities; lack of public energy policies aimed at isolated communities in Angola; need to formulate state energy public policies with a focus on renewable energy sources, rather than national ones; existence of favorable conditions for the implementation of the “Light for All” program in isolated communities in Angola..

Keywords: Public policies; Electrical exclusion; Isolated communities; Light for All Program.

1. INTRODUÇÃO

Apesar de sua essencialidade no mundo moderno, a questão da disponibilidade de energia elétrica ainda continua sendo um desafio para muitos países. Conforme a Agência Internacional de Energia (AIE), o volume de investimento que seria necessário para alcançar o acesso universal à eletricidade até 2030 é de US $ 52 bilhões por ano (PÉREZ-ARRIAGA et al., 2018).

Estudos sobre os atores e governanças na transição para o acesso universal à eletricidade na África Subsaariana indicam que não é esperado que o número absoluto de pessoas sem acesso à eletricidade diminua significativamente até 2030, uma vez que mais de 600 milhões de pessoas não tinham acesso à eletricidade no período entre 2010 e 2018 e esse número quase não diminui (ANTENEH et al, 2020).

Vários governos em países em desenvolvimento têm enfatizado o papel crucial que a energia elétrica tem para o desenvolvimento humano, e colocaram o desafio da universalização do acesso à energia elétrica como uma meta a ser

alcançada. Dentre muitos países formuladores de políticas públicas de acesso universal à energia elétrica, o Brasil se destaca por meio do Programa Luz para Todos (PLT) (ANTENEH, et al., 2020; BIANCHI,2019). Considerando esse cenário, a análise do PLT pode significar um importante marco a ser seguido por países que enfrentam o desafio da exclusão do acesso à energia elétrica, assim como é o caso de Angola.

Assim, propõe-se uma investigação que visa analisar a proposição de diretrizes para a construção de uma política pública de acesso à eletricidade em comunidades isoladas de Angola a partir da experiência do Programa Luz para Todos (PLT). Este artigo apresenta a primeira fase dessa investigação. Para tanto, realizou- se nessa fase um estudo de carácter qualitativo, que envolveu as seguintes etapas: revisão bibliográfica e documental, que cobriu temas como acesso à energia em áreas isoladas no Brasil e em Angola, bem como comparação e análise referentes às estruturas do setor elétrico e das matrizes energéticas e elétricas de Brasil e Angola.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Acesso à energia elétrica em áreas isoladas brasileiras

De acordo com as estimativas populacionais do Banco Mundial, no ano de 2019, a taxa de acesso à energia elétrica no Brasil era cem por cento sobre todo o território nacional. Isto correspondia a um fornecimento de energia elétrica para cerca de 210.63 milhões de habitantes naquela época (TRACKING SDG7, 2022).

Entretanto, nem sempre foi assim. Apesar da grande peculiaridade do sistema Interligado Nacional (SIN) tornar o Brasil o único em âmbito mundial, onde a interligação permite a troca de energia elétrica entre regiões nacionais, assim como através de fronteiras internacionais, dentro do país ainda é predominante os sistemas elétricos isolados de distribuição de energia (BRASIL,2022; MUNIZ, 2015).

São chamados de sistemas elétricos isolados de distribuição de energia elétrica, aqueles sistemas que não estejam eletricamente conectados ao

Sistema Interligado Nacional - SIN, por razões técnicas ou econômicas, ou em função das suas peculiaridades geográficas onde estão instalados e da falta de linhas de transmissão (BRASIL,2022; MUNIZ, 2015; EPE, 2020).

O acesso à energia elétrica para os sistemas isolados é regido pela Lei 12.111/2009 da Constituição Federal. Essa lei estabelece que o acesso à energia elétrica é um direito de qualquer pessoa que queira obter esse serviço e é clara quando estabelece, em sua legislação, a obrigação da concessionária ou permissionária de distribuição atender à totalidade do seu mercado (FERREIRA et al., 2018).

Esses sistemas são predominantemente movidos por usinas térmicas movidas a óleo diesel e abrigam principalmente as Pequenas Centrais Hidrelétricas-PCH, Centrais Geradoras Hidrelétricas-CGH e as movidas à biomassa e tem localização principal na região Norte e Nordeste do país (MUNIZ, 2015; BRASIL,2022).

Por esse motivo, os custos de geração elétrica nos sistemas isolados estão entre os mais altos do país, muito em função do custo do combustível e do transporte. De modo que a diferença entre este custo e o que se verifica no SIN é arcada pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), um encargo setorial, pago pelos consumidores do SIN, a partir da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (FERREIRA et a., 2018).

No entanto, a realidade de boa parte das comunidades dos sistemas isolados tem sido marcada pelo mau atendimento das distribuidoras e, em muitos casos, pela inexistência de qualquer serviço formal por parte destas. Verifica-se, além disso, sistemas precários e informais, mantidos pelas próprias comunidades, prefeituras ou lideranças locais, numa sistemática que envolve uso político e abuso econômico daqueles que têm maior facilidade na aquisição do diesel (FERREIRA et a., 2018). Por essa razão, é importante que políticas públicas possam promover a equidade do acesso à energia.

2.2 Programa Luz Para Todos

Durante várias décadas, foram implementados no Brasil, vários programas de eletrificação rural, tanto no âmbito público, quanto no privado. O objetivo desses programas visava principalmente ampliar o acesso aos serviços de eletricidade em comunidades rurais, tendo como denominador comum, a energia elétrica, para o desenvolvimento das comunidades abastecidas.

Apesar dos esforços audaciosos para ampliar o acesso à serviços de energia elétrica ao longo dessas décadas, a análise regulatória do setor elétrico brasileiro mostrou que a meta de universalização do serviço de energia não foi acompanhada de um planejamento favorável à execução dessa tarefa. Isso é justificável, principalmente porque esses programas não eram gratuitos e as infraestruturas para o acesso à energia elétrica rural eram compradas (JERONYMO e GUERRA, 2018; DI LASCIO; BARRETO, 2009).

Para tanto, foi instituído o Programa Luz para Todos. Esse foi estabelecido em 11 de novembro de 2003 pelo Decreto nº 4.873/2003 como Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica –Luz para Todos (BRASIL, 2022; LISBOA, 2017, ELETROBRAS, 2022).

Essa política foi concebida como instrumento de desenvolvimento e inclusão social após a constatação pelo IBGE de que havia no Brasil, no ano 2000, cerca de dois milhões de domicílios rurais, isto é, mais de 10 milhões de brasileiros não atendidos por esse serviço público (BRASIL, 2022; LISBOA, 2017, ELETROBRAS, 2022).

Assim como nos programas anteriores, os recursos necessários ao desenvolvimento do programa vêm do governo federal a título de subvenção, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos agentes executores, através de recursos próprios ou oriundos de financiamentos (ELETROBRAS, 2011; BRASIL, 2022; CARDOSO, 2013; MIRANDA, 2011).

Desde que o Luz Para Todos foi implementado e prorrogado de 2015 a 2018, o programa já investiu mais de 227 milhões de reais. Além disso, cerca de 16,2 milhões de pessoas foram atendidas em todo o país (BRASIL, 2022; AMARAL, 2018).

2.3 Acesso à energia elétrica em áreas isoladas de Angola

Angola é um país localizado na região da África Subsaariana, na sub-região da África central, tem uma extensão de 1.276.700 km^2, faz fronteira a norte e nordeste com a República Democrática do Congo, a Leste com a Zâmbia e a Sul com a Namíbia e é banhada pelo oceano Atlântico. Administrativamente o Estado angolano está dividido em 18 províncias, subdivididas em municípios (163) e as comunas (547), com uma população estimada de 30.81 milhões de habitantes. O país conta com excelentes recursos energéticos, como o petróleo, gás natural e recursos hídricos. (WELBORN; CILLIERS, 2020; WORLDBANK, 2021).

Apesar da vasta gama de recursos energéticos de que Angola dispõe, esses não são distribuídos de forma equitativa. Uma das causas dessa má distribuição está relacionada às consequências da guerra que assolou o país num período de aproximadamente 30 anos (DOMBAXI, 2011; SILVA, 2021).

Por conseguinte, o acesso à energia elétrica em comunidades isoladas de Angola é preferencialmente abastecido através de mini-redes-hídricas competitivas e, na sua ausência, são abastecidas por grupos geradores à diesel, ciclos combinados e sistemas solares (ANGOLA, 2025; SILVA 2021).

No que diz respeito à fonte de energia para iluminação doméstica na zona rural, a realidade carece de mudanças urgentes. De acordo com o último censo realizado no país em 2014, apenas 2% (isto é, 50 mil lares) da população rural tinha acesso à iluminação doméstica. Por outro lado, em relação à energia térmica para cozimento de alimento, os dados apontaram que cerca de 82% dos lares usam lenha (SE4ALL, 2018).

Adicionalmente, há que se destacar também que, na zona rural, 1,2 milhões de lares usam lanternas como fonte de iluminação com o consequente uso de pilhas. Dos 5,5 milhões de lares angolanos 1,77 são iluminados com eletricidade de uma rede pública e 1,75 milhões com lanternas. 0,79 milhões de lares são iluminados com Candeeiros e 0,51 milhões recorrem ao uso de um gerador para sua iluminação, sendo que 0,42 milhões usam velas, conforme pode ser visto na tabela 1(SE4ALL, 2018).

Tabela 1 – Proporção de Agregados Familiares, segundo o principal tipo de iluminação

	Número de agregados familiares	Rede pública	Candeiro	Velas	Lenha	Gerador	Lanterna	Outro
Urbana	100%	50,9%	9%	11%	0%	13%	16%	0%
Rural	100%	2,2%	22%	3%	13%	4%	56%	0%
Angola	100%	31,9%	14%	8%	5%	9%	32%	0%
Luanda Urbana	100%	68,6%	3%	9%	0%	13%	5%	0%
Luanda Rural	100%	12,9%	14%	18%	1%	20%	34%	0%
Luanda Total	100%	66,8%	4%	10%	0%	13%	6%	0%

Fonte: (SE4ALL, 2018)

Diante do cenário apresentado na Tabela 1, percebe-se a necessidade de políticas públicas que promovam o acesso à eletricidade. Para isso, o Ministério da Energia e Água de Angola estabeleceu uma agenda de ação em 2016, denominada “Programa Angola Energia 2025-Visão a longo prazo para o setor elétrico”. O Programa considera o período 2018-2025. Seu objetivo é ampliar em até 60% o acesso à energia e cerca de 8% de geração de novas energias renováveis no seu mix elétrico, considerando 2017 como ano base. Com relação à eletrificação rural o programa prevê atender 5% da população. Os sistemas isolados incluem mini-hídricas, diesel e solar.

3. RESULTADOS E ANÁLISES

Para estruturar as informações para o levantamento das comparações e análises, foram elaborados quadros e gráficos. Os Quadro 1 e 2, apresentam a estruturas dos setores de cada um dos países, dispostas em entidades e suas responsabilidades.

Quadro 1 – Setor elétrico brasileiro

Entidade	**Descrição e responsabilidade**
Ministério de Minas e Energias-MME	Responsável pela condução das políticas energéticas do país
Conselho Nacional de Política Energética-CNPE	Formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico-CMSE	Acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo território nacional. O CMSE é composto por MME, Aneel, ANP, ONS, EPE e CCEE

Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL	Regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE	Reúne empresas e instituições que viabilizam operações de compra e venda de energia em todo país
Empresa de Pesquisa Energética-EPE	Realização de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético
Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS	Responsável por controlar, supervisionar e operar a geração de energia elétrica no sistema interligado nacional (SIN) e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no país.

Fonte: (Abradee, 2022)

Além disso, existe no Brasil o SIN-Sistema Integrado Nacional, único em âmbito mundial. Em conformidade com Braga (2018), o SIN engloba as cinco regiões do Brasil sendo constituído por quatro subsistemas:

- Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) - abrange as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, além dos estados de Rondônia e Acre;
- Subsistema Sul (S) - abrange a região Sul do país;
- Subsistema Nordeste (NE) - abrange a região Nordeste do país, com a exceção do estado do Maranhão;
- Subsistema Norte (N) - abrange parte dos estados do Amapá, Pará, Tocantins, Maranhão e Amazonas.

No caso de Angola, a atividade de produção de energia elétrica, de acordo com a Lei Geral de Eletricidade de Angola, publicada no diário da República em março de 2021, é exercida em regime de concessão de serviço público ou em regime de livre concorrência, quando destinada total ou parcialmente ao abastecimento público (EIA, 2021; LEI GERAL DE ELETRICIDADE, 2021). A estrutura do seu setor elétrico está organizada conforme se pode observar no quadro 2. Esse está organizado por entidade, descrição e responsabilidade.

Quadro 2 – Entidades e responsabilidades do setor elétrico angolano

Entidade	**Descrição e responsabilidade**
Ministério de Energia e Águas-MINEA	Supervisão global do setor; prepara e implementa políticas e estratégias energéticas.
Instituto Regulador dos Serviços de Eletricidade e de Águas-**IRSEA**	Supervisiona, regulamenta as atividades e a qualidade de serviços das entidades envolvidas na produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica.
Empresa Pública de Produção de Eletricidade-**PRODEL**	Responsável pela produção de eletricidade, todos os ativos de produção pública, ≥ 5MW.
Rede Nacional de Transportes de Eletricidade-**RNT**	Responsável pela transmissão de eletricidade, gestão das linhas de alta tensão, e das interligações e gere os processos contratuais, de compra e venda de energia elétrica.
Empresa Nacional de Distribuição de Eletricidade-**ENDE**	Responsável pela distribuição e comercialização de eletricidade, extensão da rede, opera e gere as redes de distribuição e todas as linhas de 60 kv e abaixo.
Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza-**GAMEK**	Empresa de serviços públicos responsável pela implementação e gestão dos projetos hidrelétricos no rio Kwanza, agora os principais projetos hidrelétricos do país.

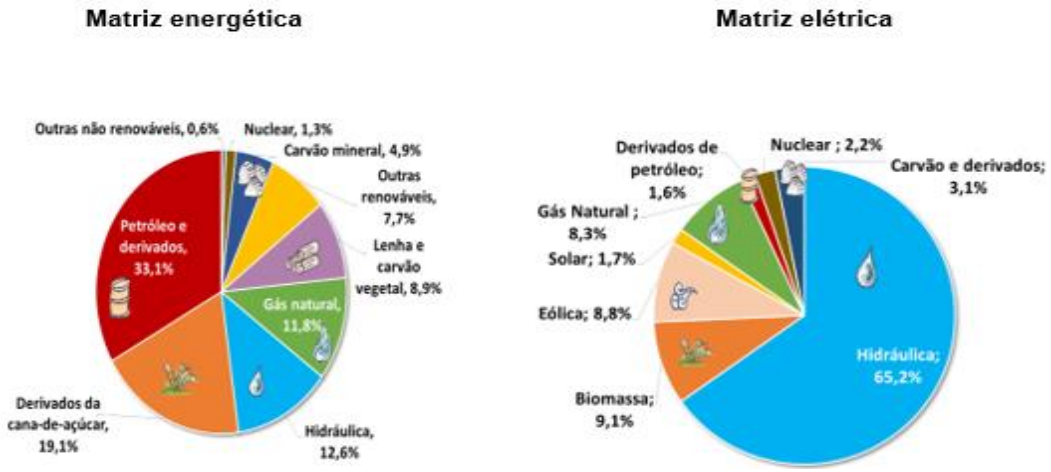
Fonte: (ANDRADE, 2021; adaptada pelo autor, 2022)

A transmissão de energia elétrica em Angola é composta por quatro sistemas de rede (norte e centro interligados e sul e leste isolados). A rede do Norte tem linhas de 400kV, 220kV e 110KV, as linhas do Centro de 400kV, 200kV e 150kV, as linhas do Sul de 150kV e as linhas do leste de 110kV (ANDRADE, 2021; LEI GERAL DE ELETRICIDADE, 2021).

Assim, a análise dos quadros 1 e 2, mostra a existência de semelhanças no que tange à estrutura do setor elétrico nos dois países. Entre vários pontos, destaca-se que a formulação de políticas públicas de energia tanto no Brasil quanto em Angola é determinada pelo Ministério de Energia, e que as demais atividades desse setor são atribuídas a outras entidades.

A seguir, são apresentadas as estruturas das matrizes energéticas e elétricas de ambos os países. O Gráfico 1 traz a composição da matriz energética e elétrica brasileira.

Gráfico 1 – Matriz energética e elétrica brasileira,2020 (continua)



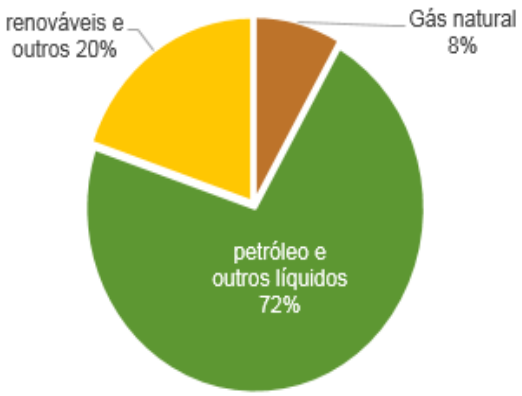
Fonte: (BEN, 2021)

Embora o consumo de energia de fontes não renováveis no Brasil seja maior que o de fontes renováveis, o país usa mais fontes renováveis que o resto do mundo. As renováveis totalizam quase metade da matriz energética, isto é, 48,3%. Isso se deve principalmente devido à forte participação hidráulica, lenha e carvão vegetal, derivados da cana-de-açúcar e outras renováveis (EPE, 2021, BEN, 2021).

Na matriz elétrica brasileira percebe-se que apesar das grandes usinas hidrelétricas serem as principais fontes geradoras de eletricidade no Brasil, existem outras fontes de grande potencial que se destacam, como a energia da biomassa, gás natural, eólica e solar, por exemplo.

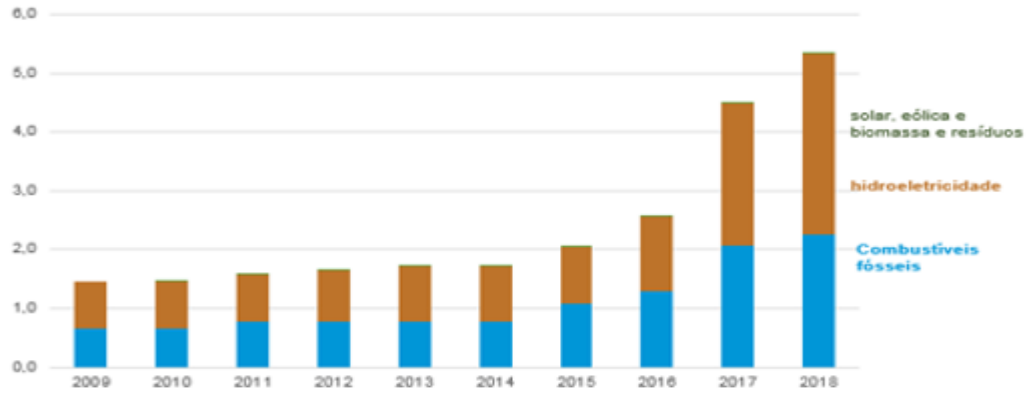
Os Gráficos 2 e 3 trazem de igual modo a matriz energética e elétrica angolana, essa está representada pela capacidade de eletricidade de Angola por tipo de combustível, dadas em unidades de potência.

Gráfico 2 – Matriz energética angolana



Fonte: U.S. Energy Information Administration/ Adaptado pelo autor, 2022

Gráfico 3 – Capacidade de eletricidade de Angola por tipo de combustível em Gigawatts, 2009-2018



Fonte: U.S. Energy Information Administration/ Adaptado pelo autor, 2022

De acordo com a análise gráfica, 72% do principal consumo de energia de Angola foi o petróleo e outros líquidos. Outras fontes importantes de combustível consumidas foram gás natural, biomassa sólida e resíduos. Quanto à matriz elétrica, sua característica é principalmente de fontes hidrelétricas ou de combustíveis fósseis, assim como também é no cenário brasileiro.

Assim, verifica-se que ambos os países possuem características semelhantes em suas matrizes. Essas semelhanças se justificam, dentre vários fatores, devido à abundância de recursos hídricos disponíveis, vasto e

diversificado conjunto de recursos minerais, nomeadamente o petróleo e gás natural, assim como também pela tecnologia consolidada para a produção de energia hidroelétrica.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente estudo verificou-se que há semelhança nas estruturas dos setores elétricos bem como na matriz energética e elétrica em ambos os países. Cabe salientar que também se percebeu por meio da revisão de literatura que há características similares no abastecimento energético nas áreas isoladas. Esses resultados apontam condições favoráveis para a implementação de algumas das estratégias do programa “Luz para Todos” em comunidades isoladas de Angola.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARAL, Cristiano Torres; DE SOUZA MORET, Artur; MARTA, José Manuel Carvalho. “Luz para Todos” na Amazônia: uma reflexão acerca da contribuição do programa para fomentar o desenvolvimento sustentável em Rondônia. Ateliê Geográfico, v. 12, n. 2, p. 249-268, 2018.

Anteneh G. Dagnachew, Andries F. Hof, Mark R. Roelfsema, Detlef P. van Vuuren,Actors and governance in the transition toward universal electricity access in Sub-Saharan Africa,Energy Policy,Volume143,2020,111572,ISSN 0301-4215.Disponivel em: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111572.

BEN 2021.Disponivel em:<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 12.dez.2021.

BIANCHI, Patrícia Nunes Lima. Instrumentos para uma estratégia das políticas públicas energéticas: Brasil e União Europeia. Revista de Direito da Cidade , v. 11, n. 1, pág. 1-36, 2019.

BRAGA, Lucas de Almeida. Um estudo sobre o mercado de energia elétrica no Brasil. 2018.

BRASIL 2022. *Ministério de Minas e Energia. Informações sobre o Programa Luz para Todos.* Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp> Acesso em: 03 mar. 2022.

CARDOSO, Bárbara Françoise; DE OLIVEIRA, Thiago José Arruda; DA ROCHA SILVA, Mônica Aparecida. Eletrificação rural e desenvolvimento local. Uma análise do programa luz para todos. Desenvolvimento em Questão, v. 11, n. 22, p. 117-138, 2013.

DASSIE, Adriana Maria. Programa Luz para Todos: avaliação da cobertura com os dados disponíveis. Anais, p. 1-21, 2017.

DOMBAXE, Marcelina Iracelma Messo. Os problemas energéticos em Angola: energias renováveis, a opção inadiável. 2011. Tese de Doutorado. Faculdade de Ciências Sociais e Humanas, Universidade Nova de Lisboa.

EGIDO-AGUILERA, M. A. Lessons Learned from Rural Electrification Experiences with Third Generation Solar Home Systems in Latin America : Case Studies in Peru ,. 2019.

Eletrobras,2022. Disponível em: https://eletrobras.com/pt/Paginas/Luz-para-Todos.aspx. Acesso em:21. jan.2022.

EPE,2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-do-sistema-interligado-nacional. Acesso em:21. jan.2022.

FERREIRA, André Luís et al. Acesso aos serviços de energia elétrica nas comunidades isoladas da Amazônia: mapeamento jurídico-institucional.

IEMA,2018. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/. Acesso em:14.jan.2022.

JERONYMO, Alexandre Cosme José; GUERRA, Sinclair Mallet-Guy. Caracterizando a evolução da eletrificação rural brasileira. Redes (St. Cruz do Sul Online), v. 23, n. 1, p. 133-156, 2018.

LEI GERAL DE ELETRICIDADE. Disponível em: https://www.aler-renovaveis.org/contents/files/angola--decreto-presidencial-76-2021-de-25-de-marco.pdf. Acesso em:29. out.2021.

LISBOA, Marcelino Teixeira. O Policy Cycle e o Programa "Luz para Todos". Revista Brasileira de Políticas Públicas e Internacionais-RPPI, v. 2, n. 1, p. 157-183, 2017.

M. D. E. E. Á. MINEA, "Angola Energia 2025, Ministério da Energ. e Águas » Conteúdo » Geração, p. 13, 2018.

MIRANDA, Carlos et al. Políticas públicas, atores sociais e desenvolvimento territorial no Brasil. Brasília, DF: IICA, 2011.

MUNIZ, R. Desafios e oportunidades para o acesso universal à energia elétrica na Amazônia. 2015.

PEREZ, Davide et al. Dimensionamento estocástico de mini-redes rurais isoladas, incluindo efeitos de aquisição de combustível e estratégias operacionais. Pesquisa de Sistemas Elétricos de Potência , v. 160, pág. 419-428, 2018.

Rastreando SDG 7: O Relatório de Progresso de Energia (2021). Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Tracking-SDG-7-2021>. Acesso em: 22 out. 2021.

S. Energy, F. O. R. All, and A. Agenda, Agenda de acção de angola sustainable energy for all – action agenda - angola."

SILVA, António Adriano Miranda da. Projeto de instalação de um sistema fotovoltaico isolado num município isolado de Angola. Tese de Doutorado.

Visão geral do Setor. Disponível em:<http://www.abradee.com.br/setoreletrico/visao-geral-do-setor> Acesso em: 27 jan. 2022.

Visão geral do Setor. Disponível em:<http://www.abradee.com.br/setoreletrico/

WELBORN, L.; CILLIERS, J. Cenários do Futuro de Angola 2050 Para além do petróleo, 2020.

https://gestoenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/ANGOLA-POWER-SECTOR-LONG-TERM-VISION.pdf

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA DIFERENTES TIPOS DE UNIDADES CONSUMIDORAS DO GRUPO B

Lucas Lima Provensi[1]; Gabriel Henrique Grala[1]; Matheus Kenzo Shimizu[1]; Rafael Krummenauer[1]; Oswaldo Curty da Motta Lima[1]; Cid Marcos Gonçalves Andrade[1]

[1]*Universidade Estadual de Maringá*

RESUMO

Os sistemas geradores fotovoltaicos são sistemas capazes de transformar a energia proveniente da luz do sol em energia elétrica. Esta energia é limpa, renovável e traz retorno financeiro para seus investidores. Por este motivo, cada vez mais geradores solares são instalados nas residências e comércios. Segundo da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR, 2021) a parcela da matriz energética brasileira referente a energia solar aumentou de 0,02% em 2016 para 2,4% em 2021. Este aumento se deve, principalmente, a sistemas instalados em unidades consumidoras do Grupo. Desta forma, o objetivo geral deste trabalho é analisar a viabilidade econômica através da utilização de sistemas fotovoltaicos para diferentes tipos de unidades consumidoras do grupo b, no qual podemos citar: uma residência de pequeno, médio e grande consumo e um comércio com alto consumo, comparando o tempo de retorno do investimento e os benefícios gerados para cada uma das situações. É obtido, como resultado, que apesar de todos os casos serem favoráveis para implementação do gerador fotovoltaico, quanto maior for a energia consumida em uma unidade consumidora (UC) do grupo B, maior será o retorno do investidor.

Palavras-chave: Energia Solar; Micro Geração Fotovoltaica; Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

Photovoltaic generator systems can transform energy from sunlight into electrical energy. This energy is clean and renewable and brings financial returns to its

investors. For this reason, more and more solar generators are installed in homes and businesses. As a result, according to the Brazilian Association of Solar Energy (ABSOLAR, 2021), the share of the Brazilian energy matrix referring to solar energy increased from 0.02% in 2016 to 2.4% in 2021. This increase is mainly due to systems installed in units Group's consumers. In this way, the general objective of this work is to analyze the economic viability through the use of photovoltaic systems for different types of consumer units of group b, which we can mention: a residence of a small, medium, and large consumption and a commercial with high consumption, comparing the time of return on investment and the benefits generated for each of the situations. It is obtained, as a result, that although all the cases are favorable for the implementation of the photovoltaic generator, the greater the energy consumed in a consumer unit of group B, the greater the investor's return.

Keywords: Solar Energy; Photovoltaic Micro Generation; Economic viability.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui prioritariamente a sua matriz energética limpa e é o segundo país que mais gera energia a partir de usinas de hidrelétricas no mundo, perdendo apenas para a China (FONSECA, 2013), de tal modo que, segundo a VETORLOG (2021), sua matriz energética é composta principalmente por energia oriunda de hidrelétricas, sendo aproximadamente 64,9%, seguido de 9,3% de gás natural, 8,6% de eólica, 8,4% biomassa, 3,3% carvão e derivados, 2,5% nuclear, 2,0% derivados de petróleo e apenas 1,0% de energia solar. Morais (2015), nota que a matriz energética de um país deve ser diversificada, produzindo energia por diversas fontes, assim, quando ocorre a falha da produção de energia por conta de uma fonte energética, existem outras que conseguem ser produzidas em grandes quantidades e assim não há falta de energia para a população. De acordo com o Relatório de Evolução das Tarifas Residenciais, disponibilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021), a tarifa residencial tem crescido anualmente desde 2016, o que impacta

diretamente no valor pago mensalmente pelo consumidor. Desse modo, pelo Brasil ainda ser muito dependente da energia hidroelétrica, quando há períodos de seca, ocorre uma crise no setor elétrico, como foi o caso da crise elétrica que ocorreu neste ano de 2021 decorrente da pior seca em 91 anos (AFP, 2021), ocasionando assim uma procura por parte dos consumidores (privados e públicos) por tecnologias como o sistema fotovoltaico para garantir um suprimento de energia limpo e que diminui o valor a ser pago nas faturas de energia. A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isto se dá, por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico (IMHOFF, 2007). Os sistemas de geradores fotovoltaicos são sistemas compostos por módulos fotovoltaicos que, por sua vez, são constituídos por células fotovoltaicas ligadas em série, gerando energia em corrente contínua. A energia produzida por um módulo fotovoltaico depende principalmente da irradiação solar incidente, como também da temperatura de suas células. De acordo com o Sebrae (2021), a viabilidade financeira é um dado calculado sobre despesas e lucros. Ela permite analisar se o investimento de tempo e dinheiro necessário para colocar em prática um plano ou projeto é viável para seus investidores. Mostra dados sobre o provável retorno financeiro de acordo com a injeção de dinheiro e a análise de mercado. Muitos acreditam que a viabilidade econômica da utilização do sistema fotovoltaico esteja diretamente ligada ao consumo de energia da unidade consumidora, ou seja, quanto maior o consumo, melhor seria a viabilidade financeira, e neste contexto, será realizado a presente pesquisa para analisar a viabilidade econômica de diferentes unidades consumidoras e compará-las para garantir uma conclusão assertiva.

2. TARIFAÇÃO ENERGÉTICA

O sistema de tarifação das unidades consumidoras no Brasil é classificado em dois tipos: o Grupo A e o Grupo B. A distinção destes grupos é realizada em função do nível de tensão contratada. O grupo A são unidades consumidoras que utilizam sistemas de alta tensão, acima de 2.300 volts,

geralmente são empregadas em indústrias, shoppings, grandes comércios, edifícios comerciais, entre outros. Já o Grupo B, utilizam sistemas em baixa tensão de até 2.300 volts, este grupo é empregado em residências, lojas, agências bancárias, pequenos comércios, edifícios residenciais, entre outros (PROCEL, 2011).

A estrutura tarifária é dividida em três tipos: convencional, horo-sazonal verde e horo sazonal azul. Em que as duas últimas estruturas tarifárias são definidas para subdivisões das unidades consumidoras do Grupo A (PROCEL, 2011). Como neste trabalho só será trabalhado projetos de geração por sistemas fotovoltaicos para o Grupo B, por este motivo o sistema de tarifação explicitado neste tópico será a estrutura tarifária convencional.

Para a estrutura tarifária convencional ocorre a cobrança de um único valor de demanda que independe da hora do dia (ponta ou fora de ponta (PROCEL, 2011).

Segundo a Resolução nº 687 de 2015, no artigo 7º, parágrafo II: “Deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso”.

Desta forma mesmo que a unidade consumidora gere totalmente a energia que irá consumir, ainda terá que efetuar o pagamento da tarifa mínima, em que esta corresponde a taxa de iluminação pública e a potência disponibilizada pela concessionária.

Para unidades consumidoras pertencentes ao Grupo B, irá variar conforme a quantidade de fases disponibilizadas, como:

- Monofásico (Fase e Neutro): valor equivalente a 30 kWh;
- Bifásico (2 Fases e Neutro): valor equivalente a 50 kWh;
- Trifásico (3 Fases e Neutro): valor equivalente a 100 kWh.

3. PERDAS DE EFICIÊNCIA DE SISTEMAS FOVOLTAICOS

3.1 Perdas Normais

De acordo com Provensi et. All (2018), todos os Sistemas Elétricos têm perdas de eficiência. Alguns fatores de perdas de energia são: perdas devido ao aquecimento dos painéis, pois, como os testes são feitos a 25ºC e a temperatura dos módulos muitas vezes ficam acima disso**.** Já as perdas devido ao cabeamento ocorrem por causa do efeito joule**.** Também há as perdas devido ao inversor, pois, ao transformarem a energia de natureza contínua para natureza alternada, também geram uma perda de eficiência. Esse dado pode ser encontrado no datasheet de cada inversor e, geralmente, as perdas podem chegar a 5%. As perdas devido a inclinação do módulo acontecem, principalmente, em instalações feitas em telhados, onde, talvez, não é possível inclinar os módulos exatamente no ângulo de maior eficiência que chegam até 10%, mas, na maior**i**a dos casos, não passam de 2**%.** As perdas citadas acima são consideradas normais e, muitas vezes, inevitáveis e estarão presentes em quase todos os sistemas fotovoltaicos. Em média, consideramos o somatório dessas perdas em 20%.

3.2 Perdas Devido a Exposição

É ideal que os módulos estejam inclinados para o norte, pois considera-se 5% a 10% quando a exposição está para nordeste ou noroeste e 10% a 20% quando está a leste ou oeste (PROVENSI et al., 2018).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Para atingir o objetivo deste trabalho, foi realizado uma leitura das normas da ANEEL e da COPEL para categorizar os consumidores para a cidade de Maringá-PR. Em seguida foi feito um estudo de caso para cada uma das categorias criadas (B1 – baixo, médio e alto consumo residencial e B3 – médio/alto consumo comercial), dimensionando o sistema para cada caso. Ao fim, uma síntese da parte de viabilidade financeira uma das unidades

consumidoras em destaque. O custo do sistema é baseado no dimensionamento do sistema fotovoltaico com o objetivo de abater o máximo possível da energia da unidade consumidora. A partir do custo inicial e da economia mensal dos sistemas, elaborou-se o *payback* dos sistemas dentro de um período de 25 anos. Para fins de comparação, todos os sistemas foram pesquisados com a potência nominal imediatamente superior ao valor da potência de demanda da unidade consumidora e foram considerados as que todos os módulos foram expostos para o Nordeste, por este motivo o rendimento utilizado é 70%. Como todas as unidades consumidoras são de Maringá-PR, o HSP utilizado foi de 5,1 HSP/dia, como será discutido na Seção 4.1. Além disso, todos os sistemas geradores foram pesquisados no mesmo website a partir da mesma distribuidora de produtos fotovoltaicos (ALDO, 2022) e no mesmo dia, retirando variáveis que possam influenciar no valor das aquisições.

4.1 Dimensionamento Gerador Fotovoltaico

O primeiro passo é dimensionar a potência do kit-gerador fotovoltaico (P_s), que segundo Provensi (2018) é feito através da Equação 1:

$$P_s = \frac{E_{méd.cons} - E_{min}}{30 * HSP * \mathcal{R}} \quad (1)$$

Onde $E_{méd.cons}$ é a energia média consumida pela residência (kWh/mês); E_{min} a energia mínima (kWh/mês) que será cobrada a fatura, o qual será discutida no final desta seção; HSP são as horas de sol pico e equivalem a quantidade de horas que os módulos serão expostos a uma irradiação equivalente a 1000 kWh/m² por dia, encontrado no site do CRESESB (2022), a constante 30 é para correção de unidades, por fim $\mathcal{R}$ o rendimento do sistema. Ps é a potência do sistema em kW, $\mathcal{R}$ é o rendimento energético máximo do sistema, o qual é calculado através da Equação 2.

$$\mathcal{R} = 100\% - Perdas\ Nomais - Perdas\ de\ Exposição \quad (2)$$

4.2 Análise Financeira

A etapa final do estudo consiste na elaboração de estudo de viabilidade econômico-financeira para cada caso, onde foi calculada a porcentagem de atendimento do sistema, retorno financeiro mensal e um fluxo de caixa. O Fluxo de caixa tem como principais variáveis: a energia consumida média anual, perda de eficiência dos módulos, tarifa do quilowatt (kW), inflação energética, porcentagem de economia e valor do sistema. Essa etapa foi feita com auxílio do software Excel.

Para a análise financeira foi considerado uma perda de eficiência dos módulos de 0,6% ao ano, que é o valor máximo de perda garantido pelos fabricantes dos módulos. (ALDO, 2022). Além disso, a tarifa do kWh, a qual é obtida na conta de luz e segundo (PLATÃO, 2022) a cada ano que se passa a tarifa energética tem um aumento de 6,5%. A porcentagem de atendimento significa a porcentagem estimada que a conta de luz ficará mais barata depois de instalar o gerador fotovoltaico. Para saber a economia/lucro anual, basta multiplicar a geração de energia estimada atual pela tarifa do kWh e porcentagem de atendimento. Por fim, é feito uma somatória dos lucros anuais e das despesas iniciais, a fim de verificar em que ano acontece o retorno financeiro, além do lucro líquido em 25 anos.

5. RESULTADOS E DISUSSÃO

Para a categorização dos consumidores do grupo B, será feito primeiramente subcategorias do grupo B1 – Residencial, no qual apresenta um consumo muito crítico em relação à quantidade de usuários adeptos deste tipo de unidade habitacional, deste modo, as subcategorias adotadas para esse grupo serão:

i. B1 – Baixo consumo residencial: o consumo varia de 100kWh a 350kWh – Perfil do consumidor: geralmente residências com 2

pessoas, que se possui no máximo um ar-condicionado e um chuveiro;

ii. B1 – Médio consumo residencial: o consumo varia de 350kWh a 700kWh – Perfil do consumidor: geralmente residências com um grupo familiar de 4 pessoas, que se possui mais de um ar-condicionado e/ou chuveiro;

iii. B1 – Alto consumo residencial: o consumo é maior do que 700kWh – Perfil do consumidor: consumidores que possuem uma grande variedade de eletrodomésticos e/ou aparelhos resistivos que consomem bastante energia.

iv. Para o grupo B3 – Comercial, será utilizado somente uma unidade com um consumo médio a alto.

5.1 Análise da unidade consumidora do grupo b – Residencial de baixo consumo energético

A Figura 1 apresenta os dados do sistema fotovoltaico para unidade consumidora residencial de baixo consumo energético. Essa Unidade tem um consumo de energia médio de 163 kWh/mês é bifásica e tem um custo de iluminação pública de R$ 18,00.

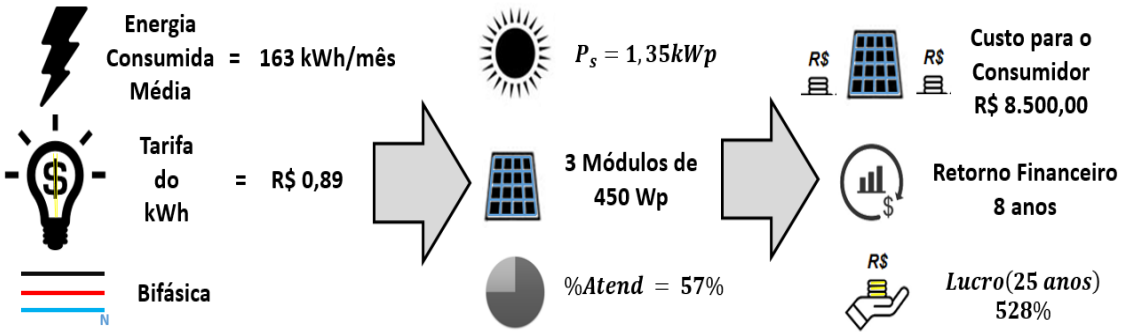


Figura 1 – Análise da UC residencial de baixo consumo energético.

A potência do sistema necessária fotovoltaico necessário para essa UC é de 1,35 kWp, ou seja, um sistema de 3 módulos de 450 Wp. O custo para o

consumidor final, incluindo todos equipamentos, projeto, execução e homologação é de R$ 8.500,00. O retorno do investimento acontece em 8 anos e no final de 25 anos o cliente tem um lucro líquido de 528%.

5.2 Análise da unidade consumidora do grupo b – Residencial de médio consumo energético

A Figura 2 apresenta os dados do sistema fotovoltaico para unidade consumidora residencial de médio consumo energético. Essa Unidade tem um consumo de energia médio de 503 kWh/mês é trifásica e tem um custo de iluminação pública de R$ 18,00.

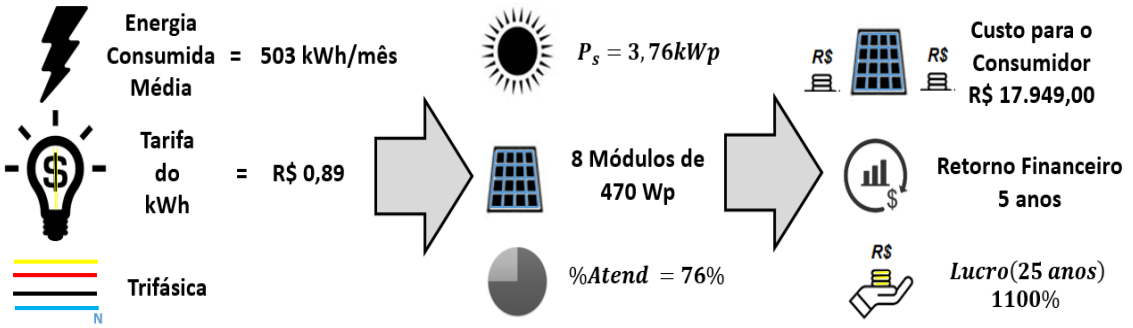


Figura 2 – Análise da UC residencial de médio consumo energético.

A potência do sistema necessária fotovoltaico necessário para essa UC é de 3,76 kWp, ou seja, um sistema de 8 módulos de 470 Wp. O custo para o consumidor final, incluindo todos equipamentos, projeto, execução e homologação é de R$ 17.949,00. O retorno do investimento acontece em 5 anos e no final de 25 anos o cliente tem um lucro líquido de 1100%.

5.3 Análise da unidade consumidora do grupo b – Residencial de alto consumo energético

A Figura 3 apresenta os dados do sistema fotovoltaico para unidade consumidora residencial de alto consumo energético. Essa Unidade tem um

consumo de energia médio de 848 kWh/mês é trifásica e tem um custo de iluminação pública de R$ 32,00.

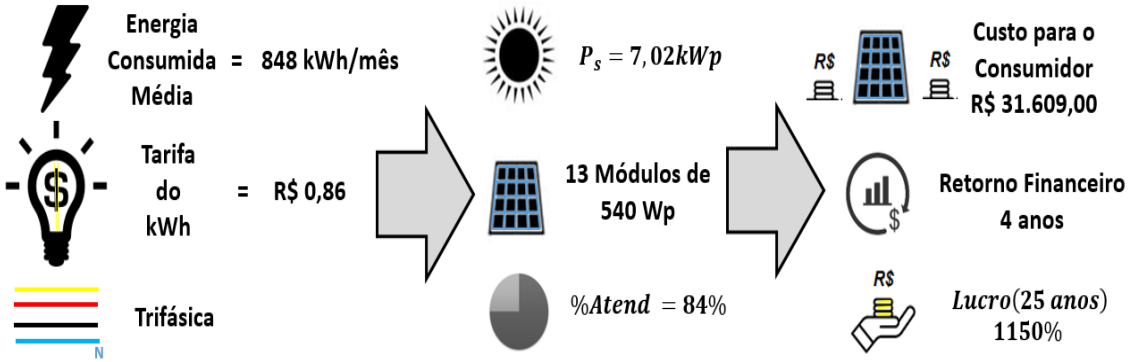


Figura 3 – Análise da UC residencial de médio consumo energético.

A potência do sistema necessária fotovoltaico necessário para essa UC é de 7,02 kWp, ou seja, um sistema de 13 módulos de 540 Wp. O custo para o consumidor final, incluindo todos equipamentos, projeto, execução e homologação é de R$ 31.609,00. O retorno do investimento acontece em 4 anos e no final de 25 anos o cliente tem um lucro líquido de 1150%.

5.4 Análise da unidade consumidora do grupo b – Comercial

A Figura 4 apresenta os dados do sistema fotovoltaico para unidade consumidora comercial de alto consumo energético do grupo B, caso ideal. Essa Unidade tem um consumo de energia médio de 4280 kWh/mês é trifásica e tem um custo de iluminação pública de R$ 82,00.

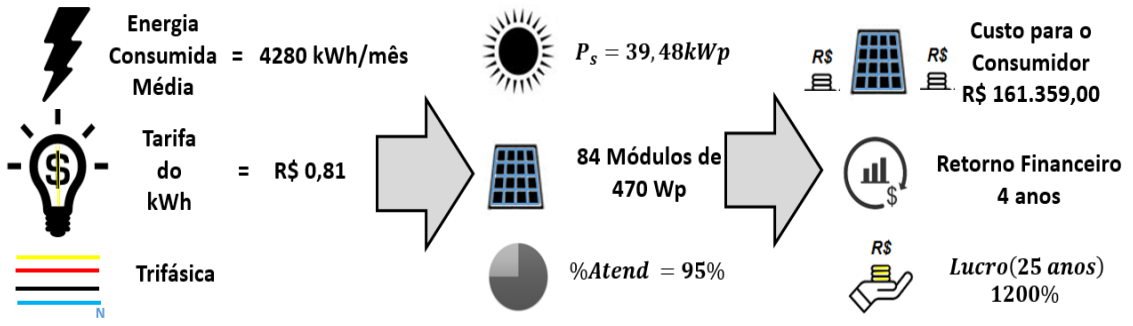


Figura 4 – Análise da UC comercial de alto consumo ideal.

A potência do sistema necessária fotovoltaico necessário para essa UC é de 39,48 kWp, ou seja, um sistema de 84 módulos de 470 Wp. O custo para o consumidor final, incluindo todos equipamentos, projeto, execução e homologação é de R$ 161.359,00. O retorno do investimento acontece em 4 anos e no final de 25 anos o cliente tem um lucro líquido de 1200%.

6. CONCLUSÕES

Pode-se observar que o retorno financeiro do investimento se deu, no pior dos casos, em até 8 anos, e no melhor dos casos, em até 4 anos, o que nos dá uma indicação de que é um investimento com retorno muito rápido e de alta lucratividade em todos os casos, sendo que no pior caso o valor do investimento ao final dos 25 anos foi de aproximadamente 5 vezes do valor investido inicialmente e, no melhor dos casos, de aproximadamente 12 vezes do valor investido inicialmente. É importante salientar que os valores dos kit's utilizados nos cálculos estão sujeitos a alterações a qualquer momento por parte do fornecedor, sendo que caso haja um aumento do preço, o tempo de retorno irá aumentar e o lucro diminuir ao final do período estudado, e caso haja uma diminuição do preço, o inverso irá ocorrer. Analisando os resultados obtidos para o Grupo B, é possível perceber uma tendência de que quanto maior o consumo da unidade consumidora, menor é o tempo necessário de retorno do investimento e maior é o lucro obtido ao final dos 25 anos de garantia dos módulos pelo fabricante, e sabendo que a vida útil dos módulos fotovoltaicos não são limitadas pelos 25 anos de garantia dos fabricantes, podemos concluir que o lucro real final – o qual seria quando os módulos já não operariam com uma eficiência adequada – ultrapassa o valor obtido nos resultados deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFP. Pior seca em quase um século aprofunda crise energética no Brasil. UOL, 2021. Disponível em: https://economia.uol.com.br/noticias/afp/2021/09/01/pior-

seca-em-quase-umseculo-aprofunda-crise-energetica-no-brasil.htm. Acesso em: 22 Mar. 2022.

ALDO. Site Oficial da Aldo Componentes. Disponível em: https://www.aldo.com.br/. Acesso em: 16 de abril de 2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODISTM%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99 . Acesso em: 20 dez. 2021.

CRESESB. Centro de Referência para as Energias, 2022. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&. Acesso em: 13 de abril de 2022.

FONSECA, I. F. A construção de grandes barragens no Brasil, na China e na Índia: Similitudes e peculiaridades dos processos de licenciamento ambiental em países emergentes. Revista 1868 Textos para Discussão. 2013.

IMHOFF, J. Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos. Dissertação de mestrado (Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007.

LAMAS, Eliane Schwartz. Metodologia para avaliação de alternativas de fornecimento de energia elétrica para consumidores do grupo A. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

MORAIS, L.C. Estudo sobre panorama da energia elétrica no Brasil e tendências futuras. Dissertação de mestrado (Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia de Bauru/UNESP, 2015.

PLATÃO. Website da Platão Energia. Disponível em: https://www.plataoenergia.com.br/. Acesso em: 16 de dezembro de 2022.

PROCEL. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Manual de Tarifação da Energia Elétrica. 2011. Disponível em: http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao. Acesso em: 20 dez. 2021.

PROVENSI, L. Lima; BESSA, P. H. Basso; SILVA, M. Roberto. Apostila de Projetos de Sistemas de Microgeração Fotovoltaica. Nome do site, ano. Disponível em: https://drive.google.com/open?id=1wpl0dVpTao88VuwEj88MGim-oPssSqDe. Acesso em: 29 de novembro de 2021.

SEBRAE. Viabilidade Financeira. 2019. Disponível em: https://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/ufs/pr/artigos/viabilidadefinanceira,4e8ccd18a819d610VgnVCM1000004c00210aRCRD. Acesso em: 22 mar. 2022.

VETORLOG. Como é a matriz energética brasileira. 2021. Disponível em: https://www.vetorlog.com/2021/06/25/como-e-a-matriz-energetica-brasileira/.

Acesso em: 22 mar. 2022.

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM ORGANIZAÇÕES MILITARES

Priscila Dias Pereira[1]; Marcio Zamboti Fortes[1]; Estevão Gomes Pereira[1]; Lucas Gappo Ferreira da Silva[1]

[1]*Universidade Federal Fluminense*

RESUMO

A geração distribuída tem se apresentado cada vez mais como uma alternativa às fontes de energia centralizadas. Tendo como princípio a descentralização da geração, ela traz à tona a importância de se realizarem investimentos em micro e mini geradores, com foco na sustentabilidade e melhoria das condições de operação de sistemas de distribuição de energia. Este artigo tem por objetivo analisar a viabilidade econômica da implantação de um sistema de geração distribuída baseado em painéis fotovoltaicos em uma organização militar localizada na cidade do Rio de Janeiro. Para isso foram analisados os dados de consumo de energia mensal, os índices de irradiância solar na localidade, e os dados de placa dos painéis a serem instalados. O sistema foi então orçado, e seu tempo de retorno estimado com base na taxa interna de retorno do investimento a ser realizado.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Desenvolvimento Sustentável; Energia Solar; Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT

Distributed generation has increasingly presented itself as an alternative to centralized energy sources. Having as its principle the decentralization of generation, it highlights the importance of making investments in micro and mini generators, with a focus on sustainability and improving the operating conditions of energy distribution systems. This article aims to analyze the economic feasibility of implementing a distributed generation system based on photovoltaic panels in a military organization located in the city of Rio de Janeiro. For this,

monthly energy consumption data, local solar irradiance indices indexes, and plate data of the panels to be installed were analyzed. The system was then budgeted, and its payback time estimated based on the internal rate of return on the investment to be made.

Keywords: Distributed Generation; Sustainable Development; Solar Energy; Photovoltaic Systems.

1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) representa um dos novos paradigmas quando se trata da operação de sistemas elétricos. Isso se dá pela descentralização da geração, acarretando o protagonismo das redes de distribuição de energia no âmbito da operação. Devido aos incentivos e acessibilidade, a energia fotovoltaica torna-se a mais atrativa, destacando-se como uma das principais fontes de GD de energia elétrica(Basso, 2021).

Alguns dos benefícios que podem ser citados com relação à difusão da GD e principalmente da energia solar, estão a redução das perdas e do carregamento de transformadores, a diminuição das emissões de gases de efeito estufa, redução de materiais particulados na atmosfera, e diminuição da demanda por recursos hídricos para geração (Basso, 2021).

Em se tratando de irradiação solar no território nacional, segundo descrito no Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira, 2006), no local de menor incidência de irradiação no Brasil, uma unidade geradora é capaz de produzir mais energia elétrica que no local de maior incidência no território alemão, país com ampla difusão da geração por fonte solar. Isso se deve à posição geográfica do Brasil, estando situado na zona intertropical, o que acarreta a baixa variação sazonal de irradiação solar, fator determinante para a eficácia na geração por fontes fotovoltaicas (Altoé, 2020).

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021 (EPE, 2021), que toma como base o ano de 2020, a matriz energética brasileira é composta em 84,8% fontes renováveis, sendo a energia hidrelétrica a predominante entre as fontes. Apesar dos altos índices de irradiação no Brasil,

entre as fontes renováveis, a energia solar ainda representa uma parcela modesta da oferta de energia no território nacional, participando em 1,66% na oferta interna de energia, representando apenas 1,9% da capacidade instalada no país.

Para aumentar a prevalência das energias renováveis na matriz energética nacional, o Estado vem adotando nas últimas décadas medidas de incentivo e acessibilidade, pela população geral, à geração sustentável. Com relação a tais medidas, os trabalhos desenvolvidos por (Santos, 2021), (Cassa, 2019) e (Soethe, 2020) tratam das diferentes políticas públicas implementadas no Brasil nas últimas décadas, apresentando um panorama do desenvolvimento e diversificação da matriz energética nacional em função de diferentes programas, leis e decretos aplicados.

Em (Santos, 2021), o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) é apresentado, tendo resultado entre outros fatores, na implementação de 344 empreendimentos nos setores de geração e transmissão de energia com foco em fontes renováveis, e 62 intervenções em infraestruturas para usinas eólicas. Tais empreendimentos acarretaram o aumento de 1,7% para 8,8% da capacidade instalada de geração eólica, entre os anos de 2013 e 2018.

Já em (Cassa, 2019) e (Soethe, 2020), são expostas as principais resoluções normativas, decretos e leis relacionados à expansão da GD, bem como na difusão da energia solar.

Dentre estes, podem ser citadas as resoluções normativas da ANEEL de número 482, de 17 de abril de 2012(ANEEL, 2012) e número 687, de 24 de novembro de 2015(ANEEL, 2015), que definem os critérios básicos de compensação de energia para unidades consumidoras inseridas na GD através da geração de energia local. Vale também citar o convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015 (CONFAZ, 2015), a Lei número 11.488, de 15 de junho de 2007 (MPS, 2007), e a Lei número 12.431, de 24 de junho de 2011 (MF, 2011), que estão relacionadas ao fomento de obras de infraestrutura e operações que envolvam geração de energia por fontes sustentáveis, através da isenção de

impostos diversos. Por fim, são expostas as possibilidades de financiamento, a partir de créditos especiais em bancos públicos e privados.

Considerando o cenário benéfico que envolve a implantação em larga escala de unidades geradoras, constituindo o sistema de GD, e levando em consideração os principais incentivos aplicados em território nacional, o presente artigo tem como objetivo realizar a análise de viabilidade da implantação de sistemas fotovoltaicos em uma Organização Militar (OM).

Este artigo está organizado da seguinte forma: no capítulo 2, são apresentados os conceitos relativos à geração de energia através do efeito fotoelétrico, fenômeno base para o funcionamento dos painéis solares. São expostos também os detalhes referentes às resoluções normativas da ANEEL, que envolvem o sistema de compensação de energia por parte dos consumidores que se enquadram em mini e micro geradores, e os critérios dispostos pela concessionária de energia elétrica da cidade do Rio de Janeiro, onde se situa a OM estudada. No capítulo 3 é apresentada a metodologia utilizada para o dimensionamento e orçamento dos equipamentos utilizados no estudo. O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos de orçamento, bem como, as discussões referentes à viabilidade do projeto. Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas após a análise de viabilidade da implantação de um sistema fotovoltaico na OM em questão.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Geração Distribuída

Para melhor entendimento dos conceitos apresentados neste trabalho, é importante analisar as definições presentes na legislação brasileira para projetos de GD e as especificações existentes para projetos instalados na cidade do Rio de Janeiro, onde se encontra a OM alvo do trabalho.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa número 482/2012, de 17 de Abril de 2012, o consumidor tem a capacidade de realizar sua própria geração de energia elétrica a partir de

fontes de energia renovável ou empreendimentos qualificados como cogeração. No Brasil, é implementado o sistema de créditos de energia, onde o consumidor que opta por conectar seu sistema de geração à rede recebe créditos referentes a energia injetada por ele no sistema, que são abatidos de sua conta de energia dentro de um período pré-definido de até 60 meses. Tal política de incentivo é conhecida como "*Net-Metering*" – Sistema de Compensação de Energia.

A Resolução Normativa 482 foi atualizada em 2015 pela Resolução Normativa 682/2015. Esta realiza a denominação de microgeração para centrais de geração com potência total instalada de até 75kW, e minigeração para projetos de até 5MW. Além disso, a resolução 682 também ampliou o período de utilização dos créditos, que antes era de 36 meses, para até 60 meses, e estabeleceu dois novos conceitos, a "geração compartilhada" e "autoconsumo remoto".

A geração compartilhada permite a união de interessados em consórcios para a implementação de um projeto de GD, dividindo os créditos gerados pelo mesmo entre os associados. Já o autoconsumo remoto permite que os créditos de uma unidade geradora possam ser utilizados por outra unidade pertencente ao mesmo dono, desde que localizada em uma área de atuação da distribuidora a qual está conectada a unidade geradora.

Entendidas as legislações vigentes sobre a instalação de empreendimentos de GD no país, pode se focar nas particularidades para instalação na cidade do Rio de Janeiro, base da OM alvo do estudo. De acordo com a distribuidora em atuação na cidade, a conexão do projeto com a rede de distribuição se dá em 5 passos:

1 – Elaboração do Projeto

Neste, o projeto da geração é elaborado pelo cliente. A distribuidora recomenda a contratação de equipe qualificada para esta etapa, porém não gera credenciais para este tipo de atividade.

2 – Entrega da Documentação

Nesta etapa, o consumidor entrega a documentação necessária de acordo com o tipo de pessoa (Física ou Jurídica) e de acordo com o tipo de

empreendimento, se é de natureza simples, autoconsumo remoto, ou geração compartilhada. Também há documentação específica para projetos com mais de 10kW de potência instalada ou minigeração.

3 – Emissão de parecer

A distribuidora emite parecer sobre o projeto, que pode demorar de 15 até 60 dias, dependendo do porte do mesmo, tendo como resultado quaisquer alterações necessárias a serem aplicadas.

4 – Construção do Projeto

Etapa que consiste na instalação do sistema proposto na unidade consumidora.

5 – Vistoria

A distribuidora realiza a vistoria do projeto, emitindo um relatório de conclusão com alterações necessárias, ou, caso não existam, aprovando a conexão do mesmo a rede.

2.2 Sistemas Fotovoltaicos

Ponto base de estudo no trabalho, os sistemas fotovoltaicos são fontes de energia renovável através da luz solar, o chamado efeito fotovoltaico. O princípio de funcionamento da célula fotovoltaica é baseado no uso de semicondutores, capazes de absorver a luz solar em sua camada de valência, separando elétrons e dividindo estes e os “buracos” gerados por sua ausência entre as duas diferentes camadas do semicondutor, criando assim, uma diferença de potencial entre os polos negativo e positivo do mesmo, capaz de gerar energia elétrica.

Células fotovoltaicas apresentam diversos tipos de tecnologias existentes no mercado atualmente, baseadas nos diferentes materiais componentes do semicondutor utilizado. As mais comumente encontradas são as mono e policristalinas, feitas de Silício. A primeira feita de um único cristal do material, não apresenta “bordas de grão” – defeitos verificados nos limites das junções de cristais – que diminuem sua eficiência, tendo assim uma geração mais eficiente do que as policristalinas, que são feitas de diversos cristais. Embora as policristalinas sejam menos eficientes, são, em geral, mais baratas. Além das

células de silício, tecnologias mais recentes incluem células de filmes finos, fitas de silicone e células amorfas.

Um sistema fotovoltaico tem diversas vantagens, dentre as quais podemos citar:

- Geração de energia renovável, sem emissão de resíduos;

- Ausência de partes móveis, resultando em baixa manutenção e emissão de ruídos; e

- Flexibilidade, uma vez que os módulos fotovoltaicos podem ser conectados para gerar níveis de potência desde os miliwatts até gigawatts de potência.

As desvantagens desta fonte de energia incluem a baixa densidade energética, o que requer espaço significativo para implantação em larga escala, além da elevada dependência das condições climáticas da região para geração.

Um sistema fotovoltaico consiste dos painéis fotovoltaicos, compostos de um determinado número de módulos de células fotovoltaicas, organizadas de maneira a atingir um determinado nível de potência de geração, além de um equipamento chamado inversor, responsável pela conversão da energia recebida dos painéis em níveis de tensão e frequência aceitáveis para a rede de distribuição na qual o sistema será conectado, e os componentes de conexão em si, basicamente sendo o cabeamento e proteção (fusíveis e disjuntores).

2.3 Análise de Viabilidade

A tomada de decisão em investir é complexa e deve levar em conta diversos aspectos, em especial, a análise econômico-financeira. Por meio dela, a organização poderá avaliar as alternativas de investimento, maximizando a contribuição marginal de seus recursos e promover a riqueza líquida (ASSAF NETO, 2012).

O propósito do estudo consiste em apresentar uma alternativa de economia na fatura de energia elétrica da instituição, sendo necessária a verificação da viabilidade financeira do investimento requerido para implantação dos sistemas fotovoltaicos. A análise supracitada será realizada por meio da

utilização dos parâmetros da Taxa Interna de Retorno (TIR), do *payback* e do Valor Presente Líquido (VPL) os quais serão detalhados no decorrer do trabalho.

3. METODOLOGIA

Neste trabalho, utilizou-se como modelo de estudo uma OM localizada na cidade do Rio de Janeiro, a qual se dispôs a fornecer todas as informações necessárias para que os resultados obtidos fossem condizentes com a realidade, além de possibilitar, posteriormente, que a instituição faça uso dos dados apresentados a fim de subsidiar as justificativas para implantação de sistemas fotovoltaicos em suas instalações.

Inicialmente, foram disponibilizados os registros de consumo de energia no período de janeiro a dezembro de 2020 e, a partir dessas informações, obteve-se a despesa anual da OM com o pagamento das faturas de energia elétrica. Adicionalmente, a partir do acesso às plantas arquitetônicas da OM foi possível identificar a área disponível no telhado para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Uma vez definido o sistema a ser proposto, foi realizada a análise de viabilidade financeira do investimento, considerando a economia de energia proporcionada pela geração de energia fotovoltaica e as despesas atribuídas à implementação desse sistema, decorrentes da aquisição e instalação de seus componentes.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir, serão apresentados os resultados obtidos quanto ao dimensionamento, orçamento e análise de viabilidade financeira para implantação de um sistema de geração de energia fotovoltaica na OM em estudo. Vale destacar que a análise apresentada não tem como objetivo tornar a OM autossuficiente energeticamente, mas sim proporcionar uma redução de custos para a instituição, além de prover incentivo ao emprego de GD por meio da utilização de fontes de energia renováveis, resultando em um modelo de sustentabilidade e economia.

4.1 Análise do consumo de energia elétrica

A OM analisada nesse estudo é composta por quatro edifícios distintos, denominados edifícios A, B, C e D.

Por motivo de localização, os prédios A, B e C compõem um único perfil consumidor junto à concessionária, com uma demanda contratada (DC) de 450kW. Por estar geograficamente posicionado um pouco distante das demais instalações, o edifício D possui um contrato de fornecimento de energia elétrica diverso, com uma demanda contratada de 200kW.

Nas Tabelas 1 e 2 são apresentados os registros de consumo de energia elétrica ativa e reativa da instituição durante o período de janeiro a dezembro de 2020, considerando a Hora Ponta (HP) e a Hora Fora de Ponta (HFP). Adicionalmente, como forma de expor o perfil consumidor da instituição, foi realizada uma análise gráfica da variação do consumo ao longo do intervalo em estudo. Os resultados obtidos são explicitados nas Figuras 1 e 2.

O valor apresentado na fatura já é acrescido das parcelas correspondentes aos tributos, taxas e Contribuição de Iluminação Pública.

Tabela 1 – Registros de Consumo de Energia Elétrica (kWh) - Edifícios A, B e C

Edifício A, B e C					
Mês/2020	**Energia Ativa (kWh) HFP**	**Energia Ativa (kWh) HP**	**Energia Reativa (kWh) HFP**	**Energia Reativa (kWh) HP**	**Fatura (R$)**
Janeiro	40.003	2.060	8.611	1.380	42.719,65
Fevereiro	52.560	2.569	6.480	1.148	48.665,63
Março	45.418	2.207	7.229	1.366	46.697,49
Abril	29.376	1.739	10.570	1.483	38.699,57
Maio	26.842	1.864	8.582	1.375	36.640,99
Junho	27.417	1.943	8.611	1.394	37.008,94
Julho	31.737	2.140	9.504	1.536	40.695,85
Agosto	33.034	2.135	7.891	1.494	40.594,95
Setembro	37.613	1.964	8.525	1.463	41.512,13
Outubro	36.000	2.069	8.445	1.404	41.470,58
Novembro	36.149	2.080	8.389	1.406	41.991,10
Dezembro	37.642	2.193	7.834	1.420	47.196,35
Total/Ano	**433.791**	**24.963**	**100.671**	**16.869**	**503.893,23**

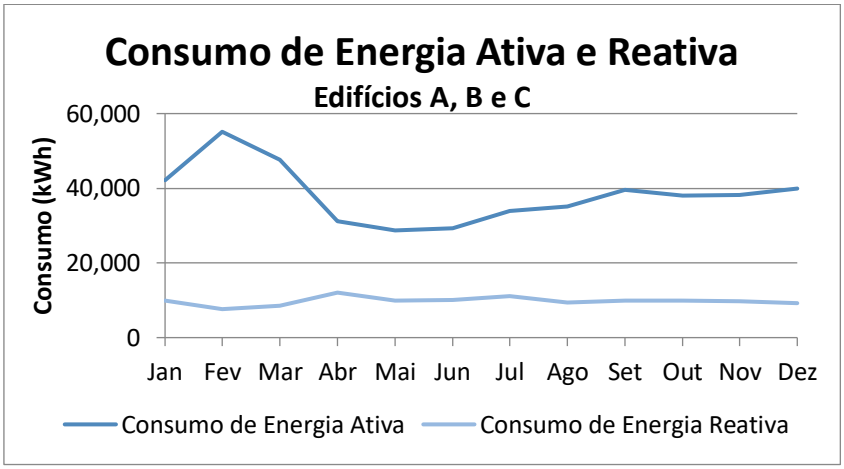


Figura 1 – Análise Gráfica de Consumo em kWh - Edifícios A, B e C

Tabela 2 – Registros de Consumo de Energia Elétrica (kWh) - Edifício D

Edifício D					
Mês/2020	Energia Ativa (kWh) HFP	Energia Ativa (kWh) HP	Energia Reativa (kWh) HFP	Energia Reativa (kWh) HP	Fatura (R$)
Janeiro	14.623	638	2.722	318	16.527,74
Fevereiro	19.699	623	2.484	325	18.754,00
Março	15.876	533	2.333	321	17.261,11
Abril	8.014	390	2.614	310	12.380,92
Maio	7.733	459	2.160	310	12.192,67
Junho	8.899	497	1.944	302	12.877,63
Julho	9.893	515	5.117	322	13.952,52
Agosto	11.470	592	2.009	312	14.954,88
Setembro	13.522	621	2.419	323	15.750,77
Outubro	12.192	541	2.645	316	14.961,36
Novembro	12.456	547	2.573	317	14.961,36
Dezembro	15.098	611	1.858	322	18.701,76
Total/Ano	**149.475**	**6.567**	**30.878**	**3.798**	**183.276,72**

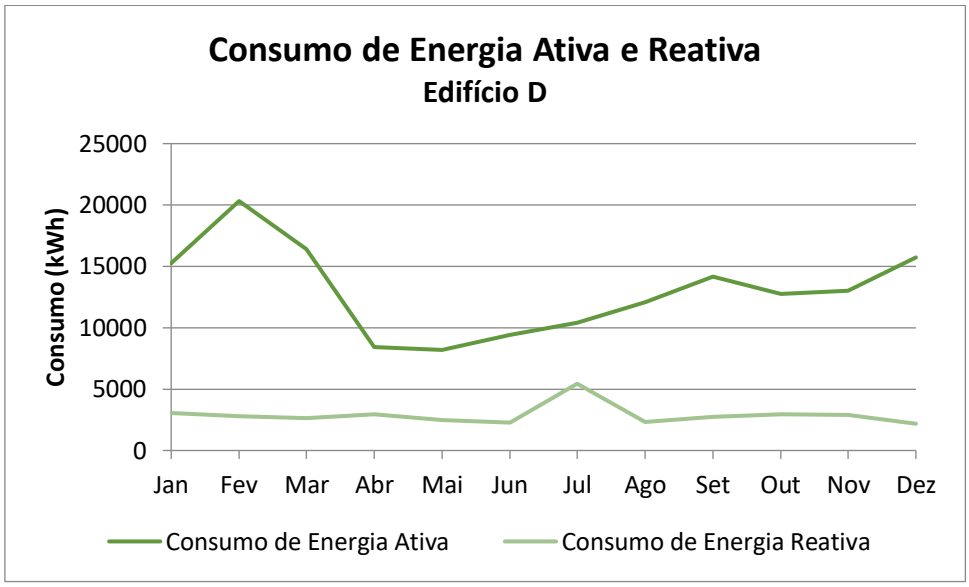


Figura 2 – Análise Gráfica do Consumo de Energia em kWh – Edifício D

Observa-se que, em ambos os gráficos, houve um decaimento no consumo de energia após o mês de março. Esse cenário é justificado pelo início da pandemia, onde o consumo foi inferior ao esperado em uma situação normal em decorrência da adoção das medidas restritivas, sendo as atividades presenciais, em sua maioria, suspensas.

A análise torna-se interessante, pois uma vez que a implantação de um sistema fotovoltaico na instituição nesta condição se mostre vantajosa, então pode-se assegurar a viabilidade do investimento em um horizonte pós-pandemia.

De acordo com as Tabelas 1 e 2, observa-se que no ano de 2020 a OM teve um consumo de energia ativa de aproximadamente 600MWh, totalizando uma despesa total no valor de R$ 687.169,95. O presente trabalho busca verificar a viabilidade na instalação de painéis fotovoltaicos na instituição e se o projeto traria benefícios em relação à adoção de um consumo energético sustentável.

4.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

A Organização Militar a qual se destina a análise de investimento em questão foi criada em 1949 e possui sede na cidade do Rio de Janeiro – RJ. A instituição é subordinada ao Ministério da Defesa e as atividades ali desenvolvidas contribuem significativamente para o planejamento da Defesa Nacional.

O sistema de geração de energia solar a ser descrito será composto por placas fotovoltaicas instaladas no telhado de três das quatro edificações que compõem a OM, conectadas em série-paralelo e ligadas à rede pública da distribuidora de energia local. O edifício A foi desconsiderado para implantação do sistema por se tratar de um prédio com arquitetura em telhado colonial, sendo de interesse da instituição manter sua aparência estética preservada. Para fins de comparação a respeito da efetividade do sistema a ser proposto, foram considerados apenas os registros de consumo de energia ativa durante o horário fora de ponta, uma vez que esse período coincide com o intervalo de maior produção do sistema fotovoltaico.

4.2.1 – Sistema Fotovoltaico 01 – Edifícios A, B e C

Para o primeiro sistema foi disponibilizada uma área total de aproximadamente 1800 m^2, compreendida pelos edifícios B e C, sendo os telhados compostos por telhas de fibrocimento de inclinação praticamente nula. Por meio de uma visualização via satélite, considerando uma abordagem conservadora em decorrência de prováveis interferências, foi definida uma área útil total disponível para implantação dos painéis de 600m^2.

Nessa área foram distribuídas placas solares de dimensões 217,2x130,3x3,5cm (AMERISOLAR, 2021). O arranjo totalizou 170 módulos, ocupando uma área de aproximadamente 482m^2. A Tabela 3 (AMERISOLAR, 2021) apresenta um resumo das informações técnicas do sistema.

Tabela 3 – Resumo das informações técnicas dos componentes do sistema

Sistema	
Potência de pico	102,85kWp
Área estimada	482m²
Vida útil	25 anos
Módulos	
Potência	605Wp
Quantidade	170
Eficiência	21,38%
Inversor	
Potência	75kW
Quantidade	1

Uma vez dimensionado o sistema compatível com as edificações, levantou-se os dados de irradiação solar, que traduzem em kWh a radiação solar para Latitude -22º94', referente ao endereço dos edifícios que compõem a instituição, que pode ser convertida em energia elétrica. Os dados apresentados na Tabela 4 (CRESESB, 2018) foram indicam as médias em kWh/m² por dia para cada mês do ano e sua respectiva média anual no plano horizontal.

Tabela 4 – Irradiação Solar no plano horizontal

Mês	Irradiação solar diária média (kWh/m2.dia)
Janeiro	6,18
Fevereiro	6,35
Março	5,16
Abril	4,46
Maio	3,60
Junho	3,34
Julho	3,34
Agosto	4,22
Setembro	4,41
Outubro	5,10
Novembro	5,21
Dezembro	6,05
Média	**4,79**

De acordo com a área do sistema e a média de irradiação solar, contabilizando a eficiência de conversão (21,38%) e as perdas (20%), em sua maioria causada pelo sombreamento e aquecimento dos módulos, chegou-se à

uma capacidade de produção de energia para esse sistema de 144.136,21kWh por ano, indicando uma produção média mensal de 12.011,35kWh.

A fim de se obter uma estimativa de custo, foi realizada uma consulta técnica a uma empresa especialista em projetos de sistemas fotovoltaicos. O orçamento, recebido em dezembro de 2021, contemplou a execução do projeto elétrico, fornecimento de equipamentos (placas solares, inversor, cabeamento, etc.) e instalação do sistema, resultando em um montante de R$ 440.439,00.

4.2.2 – Sistema Fotovoltaico 02 – Edifício D

No segundo caso foi disponibilizada uma área de aproximadamente 800 m^2, representada pelo edifício D, sendo o telhado composto por telhas de fibrocimento de inclinação praticamente nula. Analogamente ao explicitado no item 4.2.1, foi adotada uma abordagem conservadora em decorrência de prováveis interferências identificadas na cobertura da edificação, sendo assim definida, para este cenário, uma área útil total disponível para implantação dos painéis de 480m^2.

Semelhante ao empregado no dimensionamento do sistema anterior, foram distribuídas placas solares com dimensões de 217,2x130,3x3,5cm (AMERISOLAR, 2021). O arranjo totalizou 150 módulos, ocupando uma área de aproximadamente 420m². A Tabela 5 (AMERISOLAR, 2021) apresenta um resumo das informações técnicas do sistema.

Tabela 5 – Resumo das informações técnicas dos componentes do sistema

Sistema	
Potência de pico	90,75kWp
Área estimada	420m²
Vida útil	25 anos
Módulos	
Potência	605Wp
Quantidade	150
Eficiência	21,38%
Inversor	
Potência	75kW
Quantidade	1

A partir da área disponível para instalação do sistema e a média de irradiação solar indicada na Tabela 4, além de considerar a eficiência de conversão (21,38%) e as perdas previstas (20%), causadas principalmente pelo sombreamento e aquecimento dos módulos, obteve-se uma capacidade de produção de energia para esse sistema de 125.596kWh por ano, indicando uma produção média mensal de 10.466kWh.

Nesse cenário, por meio de consulta a mesma empresa citada em 4.2.1, considerando os serviços de elaboração e execução do projeto elétrico, fornecimento de equipamentos (placas solares, inversor, cabeamento, etc.) e instalação do sistema, obteve-se um orçamento com custo total de R$ 397.098,00.

4.3 Análise de produção *versus* Consumo de energia

Em média, de acordo com a Tabela 6, a produção de energia elétrica pelos sistemas fotovoltaicos dimensionados tem potencial para suprir 31,42% do consumo de energia ativa dos edifícios A, B e C e cerca de 80,47% do consumo correspondente ao edifício D, com base nos registros disponibilizados, com períodos de maior eficiência durante o verão e de menor eficiência nos meses de inverno, conforme a quantidade de insolação.

Tabela 6 – Consumo x Produção Média Mensal.

Sistema Fotovoltaico 01 - Edif. A, B e C	
Consumo médio mensal de energia ativadas edificações	38.230 kWh/mês
Produção média mensal do sistema fotovoltaico proposto	12.011 kWh/mês
Potencial de suprimento	31,42%
Sistema Fotovoltaico 02 - Edif. D	
Consumo médio mensal de energia ativa da edificação	13.006 kWh/mês
Produção média mensal do sistema fotovoltaico proposto	10.466 kWh/mês
Potencial de suprimento	80,47%

Na Tabela 7 são apresentadas as expectativas de economia e valores previstos para as faturas mediante realização do investimento, comparativamente aos valores das faturas de energia elétrica do ano de 2020. Foi estabelecido como base de cálculo para o sistema fotovoltaico o valor de R$ 0,44 por kWh (LIGHT, 2021), já acrescido dos impostos.

Tabela 7 – Valores gastos em 2020 e previsão de economia com a implantação dos sistemas fotovoltaicos

	Valor gasto com consumo de energia em 2020	Valor potencial a ser economizado com o sistema fotovoltaico no 1º ano	Novo valor potencial a ser gasto com consumo de energia
Sistema Fotovoltaico 01 Edif. A, B e C	R$ 503.893,23	R$ 63.419,84	R$ 440.473,39
Sistema Fotovoltaico 02 Edif. D	R$ 183.276,72	R$ 55.262,24	R$ 128.014,48

De face ao exposto acima, do ponto de vista de redução de consumo energético e economia financeira com as contas de energia, é verificado que a instalação dos sistemas fotovoltaicos acarretaria benefícios consideráveis para a OM.

4.4 Análise de Viabilidade Financeira

O planejamento financeiro compreende uma etapa essencial na fundamentação da viabilidade de um projeto, pois consiste, entre outras coisas, na definição dos objetivos que se pretendem atingir e de que forma isso será feito.

Para iniciar a análise de viabilidade, é indispensável conhecer o valor que será preciso investir inicialmente no projeto. Nesse estudo, de acordo com os orçamentos obtidos, foi apontada a necessidade de um montante inicial de R$

440.439,00 para o sistema fotovoltaico 01 e de R$ 397.098,00 para o sistema 02.

Em seguida, define-se a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) desejada para a decisão do investimento e então calcula-se a viabilidade financeira do projeto por meio do *payback* descontado, taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL). Os cálculos foram delimitados ao período de 25 anos, que correspondem à vida útil dos painéis fotovoltaicos (Duarte, 2016).

O cálculo do *payback* mostrou que o investimento inicial será recuperado em aproximadamente oito anos para ambos os sistemas. Considerando a vida útil de 25 anos do sistema, o resultado do *payback* mostra-se extremamente favorável à elaboração do projeto fotovoltaico em ambos os casos.

A taxa interna de retorno (TIR) representa a rentabilidade do projeto expressa em termos de taxa de juros composta equivalente periódica. Ela pode ser maior que a TMA, o que significa que o investimento é economicamente atrativo; igual à TMA, significando que o investimento está economicamente numa situação de indiferença; ou menor que a TMA, quando o investimento não é economicamente atrativo pois seu retorno é superado pelo retorno de um investimento com o mínimo de retorno já definido. Nesse estudo foi considerada uma TMA de 8% a.a..

A TIR apresentou resultado positivo de aproximadamente 12,8% a.a. para o sistema 01 e de 12,3% para o sistema 02. Em ambos os cálculos foi aplicada uma depreciação anual dos módulos de 3% já no primeiro ano de uso e mais 0,7% no mesmo período nos anos seguintes (JUNIOR, 2018). Além disso, tendo sido adotada uma abordagem de análise conservadora, manteve-se fixo o valor de R$ 0,44 por kWh. Observa-se então que o investimento é economicamente atrativo para ambos os casos, uma vez que as TIR foram superiores a TMA adotada.

Com relação ao Valor Presente Líquido (VPL), que é a medida obtida pela diferença entre o valor presente dos benefícios líquidos de caixa previstos para cada período do horizonte de duração do projeto e o valor presente do investimento (desembolso de caixa), os resultados analisados com base nas

propostas comerciais apresentaram um VPL positivo de R$ 977.484,82 para o sistema fotovoltaico 01 e de R$ 838.438,58 para sistema 02, dentro do período apurado pelo *payback*, o que demonstra que ambos os investimentos oferecem rentabilidade, sendo passível de aceitação.

5. CONCLUSÃO

O estudo realizado permitiu mostrar que existe viabilidade financeira para implantação de painéis fotovoltaicos na OM avaliada. Por mais que o investimento inicial seja significativo, provou-se que ele é rentável.

Considerando a vida útil de 25 anos dos painéis fotovoltaicos, ao realizar os cálculos de viabilidade utilizando uma TMA de 8% a.a., obtiveram-se dados bastante animadores em relação ao *payback* descontado, mostrando que o investimento inicial é passível de recuperação em torno de oito anos para ambos os sistemas. As TIR obtidas 12,8% e de 12,3%a.a. também mostraram que ambos os investimentos são economicamente atrativos.

Sendo a instituição avaliada um órgão público, esta pesquisa é essencial para auxiliar na elaboração de um projeto fotovoltaico passível de investimento por parte do governo federal, o que acarretaria uma melhora na gestão energética da OM proporcionando uma economia futura aos cofres públicos.

Adicionalmente, a concretização do projeto traria benefícios perceptíveis em curto prazo, a exemplo do financeiro, por meio da redução do valor da fatura de energia elétrica, além de benefícios ambientais, ao optar e difundir a utilização de uma fonte de energia renovável, garantindo a sustentabilidade energética da instituição.

Salienta-se que os valores orçados foram tomados como base em consulta a empresas de referência no mercado, ratificando a importância dos resultados obtidos de maneira a possibilitar que esta pesquisa subsidie novos projetos em diferentes órgãos dispostos a investir e adotar medidas de eficiência energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Altoé, L.; Ribeiro, L. G. E.; ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL. Revista de Engenharia e Tecnologia, V. 12, No. 4, Dec/2020.ISSN 2176-7270.

Amerisolar. Datasheet: AS-8M120-HC 580W ~ 605W Monocrystalline Module. Eletronic Publication, 2021.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília: Diário Oficial da União, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília: Diário Oficial da União, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 28 de nov. de 2021.

ASSAF NETO, Alexandre. Finanças corporativas e valor. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2012. Bermann, C. Impasses e controvérsias da hidreletricidade. Estudos Avançados, São Paulo, v. 21, n. 59, p. 139-153, jan./abr. 2007. Disponível em: <http://www.revistas.usp.br/eav/article/view/10211>. Acesso em: 11 dez. 2021.

Basso, J. D.; Cestari, M. S.; ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, SUA EXPANSÃO E A UTILIZAÇÃO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS.Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, agosto de 2021.

Carlo, A. D.; Lamanna, E.; Nia, N. Y.; Photovoltaics. Joint EPS-SIF International School on Energy 2019. EPJ Web ofConferences 246, 00005 (2020). https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600005.

Cassa, C. V. L.; Rodrigues, G. C.; Peixoto, V. D. S.; Bermini, D. S. D.; ANÁLISE DA EXPANSÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL. Revista Esfera Tecnologia, V.05, N.01, 2019.

Castro, N.; Dantas, G.; Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes. Rio de Janeiro - RJ: Publit, 2018. 442 p. :grafs. ; 24 cm. ISBN: 978-85-525-0068-1.

CONFAZ [Conselho Nacional de Política Fazendária]. CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015. Brasília: Diário Oficial da União, 2015. Disponível em:<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso em: 28 nov. 2021.

CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, 2018. Potencial Solar. Disponível em: <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 11 de dez. de 2021.

Duarte, A. P. B. S.; Geração De Energia Elétrica Através De Sistemas Fotovoltaicos Para Pequenos Consumidores. (TCC - Graduação), Vassouras – RJ; Universidade de Vassouras.

Duração de um painel de energia solar; HCC Engenharia; Disponível em: <http://hccengenharia.com.br/quanto-tempo-dura-um-painel-de-energia-solar-descubra-aqui/>. Acesso em: 15 de dezembro de 2021.

Empresa de Pesquisa Energética. Mapa Solar do Estado do Rio de Janeiro, Disponível em: <https://pcrj.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=029ccb875ca24c209a8572e70a4b6b19>. Acesso em: 28 nov. 2021.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional – Relatório 2021 – Ano base 2020. EPE, 2021.

Jungbluth N.; Stucki, M.; Frischknecht, R.; Photovoltaics, Part. XII. In Dones, R. (Ed.) et al., Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagenfür den

ökologischenVerleich von Energiesystem und den Einbezug von Energisystem in Ökobilanzenfür die Schweiz. Ecoinvent report No. 6-XII, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, 2009.

LIGHT. Light, 2021. Composição da Tarifa. Disponível em: <http://www.light.com.br/Repositorio/Entenda%20sua%20conta/tarifa_media_horosazonal_verde.pdf >. Acesso em: 11 de dez. de 2021.

LIGHT. Light, 2021. Microgeração e Minigeração. Disponível em: <https://agenciavirtual1.light.com.br/formularios/EnergiaAlternativa/Index>. Acesso em: 26 de nov. de 2021.

Ministério da Fazenda. LEI Nº 12.431 de 24 de junho de 2011.

Ministério da Previdência Social. LEI Nº 11.488, de 15 de junho de 2007.

PEREIRA, E. B; MARTINS, F.R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: INPE, 2006.

Santos, R. M.; Rodrigues, M. S.; Carniello, M. F.ENERGIA E SUSTENTABILIDADE: PANORAMA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA. Revista Scientia, Salvador, v. 6, n. 1, p. 13-33, jan./abr. 2021.ISSN 2525-4553.

Soethe, G. C.; Blanchet, L. A.; Geração distribuída edesenvolvimento sustentável. A&C – R. de Dir. Adm. Const. | Belo Horizonte, ano 20, n. 79, p. 233-257, jan./mar. 2020.DOI: 10.21056/aec.v20i79.

ANÁLISE DO AMBIENTE ESTRATÉGICO DAS TERMELÉTRICAS A ÓLEO COMBUSTÍVEL NO BRASIL PARA A DÉCADA DE 2020

Juliana Fernandes Ferreira Pádua[1]; Luiz Moreira Coelho Junior[1]; Wilton Lima Souza[2]; Renato Barros Pinheiro[2]; Victor Hugo Ribeiro dos Santos[3]; João Carlos de Oliveira Mello[3]; Dorel Soares Ramos[4,5]; Roberto Castro[4]

[1]Universidade Federal da Paraíba; [2]Centrais Elétricas da Paraíba S.A.; [3]Thymos Consultoria; [4]MRTS Consultoria; [5]Universidade de São Paulo

RESUMO

As termelétricas, responsáveis pela conversão de energia elétrica, garantem a segurança energética e a controlabilidade na operação do Sistema Integrado Nacional (SIN). O artigo tem o objetivo de analisar o ambiente estratégico dessas usinas nacionais a óleo combustível para integrar o planejamento estratégico energético do país, sabendo que estas possuem término de contratação em um futuro próximo. O método utilizado foi a análise dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a análise pela ferramenta SWOT. Pela análise dos PDE, espera-se uma redução na geração pelas térmicas a combustível fóssil até o ano de 2029 devido aos términos de contrato, fim de subsídios, ou ainda, fim da vida útil da usina. Entretanto, como analisado na SWOT, existem alternativas de permanência destas usinas a partir do *retrofit* e da evolução regulatória por meio de leilões e incentivos fiscais. Isto ocorre, pois, os pontos fortes e as oportunidades podem sobreporem os pontos fracos e as ameaças, tendo em vista a relevância de um mercado de reserva de geração elétrica que garanta a segurança do SIN.

Palavras-chave: Energia; Planejamento Estratégico; Termelétricas.

ABSTRACT

The thermoelectric plants, responsible for converting electrical energy, guarantee energy security and controllability in the operation of the National Integrated System (SIN). The article aims to analyze the strategic environment of these

national fuel oil plants to integrate the country's strategic energy planning, knowing that they have the end of contracting in the near future. The method used was the analysis of the Decennial Energy Expansion Plans (PDE) published by the Energy Research Company (EPE) and the analysis by the SWOT tool. Based on the analysis of the PDEs, a reduction in generation by fossil fuel thermal plants is expected by the year 2029 due to the end of the contract, end of subsidies, or even end of the plant's useful life. However, as analyzed in SWOT, there are alternatives for the permanence of these plants from the retrofit and regulatory evolution through auctions and tax incentives. This is because strengths and opportunities can outweigh weaknesses and threats, given the relevance of an electricity generation reserve market that guarantees the security of the SIN.

Keywords: Energy; Strategic planning; Thermoelectric.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil vivenciou um intenso desenvolvimento econômico, o que acarretou em um rápido processo de industrialização acoplado à expansão demográfica e também em uma demanda expressiva de energia elétrica. Dada a importância da tecnologia no cenário nacional, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) principiou o estudo de insumos essenciais, bem como das fontes de energia primária, a fim de prospectar futuras instalações geradoras de energia elétrica. Além disso, a EPE estudou a conjuntura do país e futuros consumos de energia, sendo que apontou forte crescimento da demanda nos próximos 25 anos (TOLMASQUIM *et al.,* 2007).

As usinas termelétricas são capazes de produzir energia térmica, convertendo-a em mecânica e em seguida, energia elétrica. Tal produção difere de outras gerações de energia, como algumas renováveis pois apresenta maior constância e previsibilidade, uma vez que são passíveis de controle interno dos maquinários e insumos primários. Logo, são usinas confiáveis para suprir a demanda energética (RIBEIRO, 2019). A fim de estruturar sua parcela na matriz elétrica nacional e mensurar o tempo de atividade, é necessário um estudo do

ambiente estratégico das termelétricas a óleo combustível no Brasil para a década de 2020.

Para esta pesquisa, além da análise dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), utilizou-se a ferramenta de análise SWOT, que em um viés de planejamento estratégico possibilita a gestão da empresa trabalhar com quatro conceitos: forças, oportunidades, fraquezas e ameaças. Tal possibilidade é possível pois segundo Fischimann (2009, p.27):

> Planejamento Estratégico é uma técnica administrativa que, através da análise do ambiente de uma organização, cria a consistência das oportunidades e ameaças do ambiente de uma organização.

Os pontos fortes representam recursos disponíveis que auxiliam para melhoria do desempenho, enquanto os fracos, são falhas que diminuem as vantagens de competição, eficiência e recursos financeiros. As oportunidades são mudanças externas que contribuem positivamente para o desenvolvimento, enquanto as ameaças, contribuem ou influenciam negativamente. A partir dessa análise, pode-se diagnosticar problemas presentes nas termelétricas nacionais e esboçar planos de ação futuros (ANEEL, 2020a).

Dessa forma, o trabalho tem o objetivo de analisar o ambiente estratégico das termoelétricas a óleo combustível no Brasil para a década de 2020, sabendo que há um término da contratação destas usinas em um futuro próximo.

2. MATERIAL E MÉTODOS

O foco do artigo são as termelétricas a óleo combustível no Brasil, principalmente para a década de 2020, analisando o ambiente em que estas estão inseridas e o impacto que causam ou que recebem.

O trabalho, tendo em vista a análise do ambiente, tanto externa quanto interna das termelétricas, utilizou uma metodologia baseada em três etapas: revisão, pesquisa de mercado e análise. A revisão refere-se aos Planos Decenais elaborados pela EPE e estudados para estabelecer uma projeção

futura, a pesquisa de mercado refere-se à avaliação das termelétricas nacionais e por fim, a análise refere-se à proposta inicial do artigo de trazer conhecimentos sobre o ambiente estratégico dessas usinas.

2.1 Análise SWOT

A ferramenta SWOT relaciona fatores internos e externos de um empreendimento. A análise interna corresponde aos aspectos que diferenciam a empresa dos concorrentes, em que se pode gerir decisões e a performance. A análise externa corresponde às perspectivas de mercado, decisões e situações que estão fora do controle direto da empresa, das quais se pode aproveitar ou proteger (ANEEL, 2020b).

Assim, no ambiente interno, tem-se pontos fracos e fortes, e para o ambiente externo, oportunidades e ameaças, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1 – Matriz da Análise SWOT
Fonte: Relatório 02, ANEEL (2020b)

Assim, por meio desta análise pode-se entender o contexto que as termelétricas se inserem e compreender o que estas entendem como concorrente; qual fator exterior consideram que pode alterar a competitividade; a relação com a população; a visão diante dos novos leilões para margear o que prospecta futuramente; quais os pontos fortes; como as termelétricas se veem no mercado que estão inseridas; os problemas de reputação que já têm conhecimento; a visão sobre investimento para promover melhorias internas; os

pontos que consideram fracos e que podem ser melhorados; falhas na correção de erros já detectados; a posição das usinas diante a legislação vigente que rege o setor econômico.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Segundo os Relatórios “P&D – O Futuro das UTEs a Óleo no Setor Elétrico Brasileiro” da ANEEL e com base nos PDE, o mercado de óleo combustível é constituído do mercado interno (nacional) obrigatório, do mercado de *bunker* internacional que são os navios estrangeiros abastecidos na costa brasileira e do mercado internacional de óleo combustível que pode absorver excedentes da produção (ANEEL, 2020c).

Para a década de 2020, que começou a ser contabilizada no PDE de 2010, alguns anos apresentaram e outros não, estimativas de investimentos em geração de energia para o óleo combustível e diesel, além da expectativa da demanda desse primeiro insumo. Os PDE de forma geral, mostraram redução das térmicas instaladas até 2029, mas também uma intenção de incremento de parques geradores com termelétricas novas ou reformuladas a partir do PDE 2021 devido a competitividade nos futuros leilões de energia entre o óleo e o gás.

Para alguns anos do decênio, como 2022 e 2023, projetou-se um aumento da demanda do óleo, enquanto para outros como 2026 e 2027, uma redução, já que as usinas começariam a ser removidas após 25 anos de atividade devido ao tempo de operação, mas também devido às das pressões ambientais que para serem contornadas, precisariam da modificação da mistura do óleo combustível (ANEEL, 2020c).

Os anos do decênio, apesar de possuírem estudos iniciados em 2010 podem ainda sofrer muitas alterações devido à pandemia de COVID-19 que impactou negativamente na economia mundial, bem como na brasileira. E

apesar desta situação inesperada, o PDE de 2019, realizado antes da pandemia, é de grande relevância para a análise futura para as termelétricas.

Neste PDE 2019 já se prevê que até 2029 haverá um acumulado de usinas desmobilizadas que resultam na diminuição de 15512MW do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa desmobilização é esperada devido ao fim dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), ao fim de alguns subsídios, ou ainda, ao fim da vida útil da usina. E, apesar da expansão do SIN prevista, na visão da EPE não existirão mais térmicas com combustíveis líquidos na matriz futura de 2029, podendo, entretanto, 44% do total desmobilizado ser recontratado com *retrofit* (ANEEL, 2020b).

Assim, por meio da saída de mais de 56% da capacidade térmica existente no país, o SIN começaria a enfrentar uma fragilidade na sua segurança de fornecimento.

Referente à análise SWOT, é possível fazer alguns apontamentos segundo as diretrizes da matriz, principalmente referente à desmobilização, continuidade e experiência das usinas no período de fim de contrato.

Assim, o ambiente estratégico das termelétricas analisado resulta na Matriz SWOT da Figura 2.

	(S) PONTOS FORTES	(W) PONTOS FRACOS
Ambiente Interno	• Segurança de operação da usina; • Alta geração elétrica; • Regularidade de manutenções; • Investimento em projetos de pesquisa para contínua melhoria.	• Contrato imutável de fornecimento do combustível; • Custo do transporte do combustível; • Custo com regularidade de manutenções; • Estrutura física de difícil mobilidade; • Gasto para desmobilização; • Perda de venda nos períodos de chuva. • Aspectos nocivos da geração.
	(O) OPORTUNIDADES	**(T) AMEAÇAS**
Ambiente Externo	• Leilão voltaddo para *retrofit* da usina; • Possibilidade de troca do combustível; • Incentivo fiscal; • Intermitência de outras fontes de energia.	• Novas fontes e usinas de geração de energia elétrica; • Mudanças culturais; • Tempo para adaptação a nova tecnologia; • Oscilações econômicas.

Figura 2 – Matriz SWOT

Fonte: Relatório 02, adaptado, ANEEL (2020b)

Para “Força” estabelece: segurança fornecida pelas termelétricas, a alta geração de energia elétrica, a regularidade de manutenções e investimento em projetos P&D.

Uma vez que os reservatórios de água estão abaixo do necessário devido às crises hídricas que o país por vezes enfrenta, como a de 2011/2012 no Nordeste que foi atenuada em 2020, deve-se ligar as termelétricas que operam em complemento às hidrelétricas. Este movimento, de mudança de produção de energia elétrica, só é possível graças à segurança que as termelétricas possuem de oferecer energia quando esta é insuficiente por outros meios de geração. Tal foi a necessidade de possuir termelétricas no cenário energético nacional que os leilões começaram a introduzir em um novo modelo o uso destas usinas. A partir dos novos leilões de energia, as usinas adquiriam contratos de geração bem como contratos com fornecedores de matéria prima, ou seja, de combustível que garantiria a operação das usinas durante todo o período vigente do contrato de operação.

Sendo estas usinas construídas com um maquinário exclusivo, muitas conseguem produzir maior quantidade de energia que o esperado, proporcionando um excedente de energia que pode abastecer grandes centros urbanos. E ainda, as termelétricas trabalham com fluidos que devido às características termofísicas necessitam regularmente de manutenções e visto que estas estão sempre em dia, garantem maior eficiência energética e segurança de operação aos funcionários. Por fim, as termelétricas possuem obrigatoriedade diante de alguns estudos, como os de pesquisa e desenvolvimento, o que promove o estudo contínuo de viabilidade energética e até mesmo de novas ferramentas para a melhoria destas usinas.

Para “Fraqueza” estabelece: contrato imutável de fornecimento do combustível, custo do transporte do combustível de operação, custos com manutenção, estrutura física com difícil mobilidade, alto custo para desmobilizar, perda de vendas em épocas de chuva e aspectos nocivos da geração.

O contrato, além de estabelecer um tempo de funcionamento, possui outras diretrizes que dizem respeito ao funcionamento contínuo da usina, como

a fonte de geração. Assim, se a empresa acorda com uma fornecedora do óleo combustível no período de contratação, mesmo que o preço aumente e existam outras fornecedoras mais viáveis e até menos custosos, a usina deve manter o contrato e comprar apenas com a fornecedora honrada no contrato para não ficar divergente. Esse aspecto, a princípio, parece benéfico pois garante que durante o tempo de trabalho não faltará combustível, mas ao mesmo tempo, traz insegurança financeira, pois não pode alterar o fornecimento com o passar do tempo, mesmo com a variação da inflação. Ainda neste quesito do óleo combustível, o gasto para o transporte é extremamente alto já que é muito solicitado, há certos cuidados para transportá-lo e ainda possuem os impostos incididos como o imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços (ICMS). A alta geração da usina faz com o que os motores desgastem mais rapidamente com o uso dos combustíveis, necessitando de manutenções mais frequentes e aumentando os gastos.

Outro fator é referente aos motores que são enormes e de difícil mobilidade, gerando conflitos na instalação bem como na desmobilização. Para que uma usina possa ser construída é necessário o trabalho durante um final de semana ou mais sem trânsito, o que faz prolongar o tempo de instalação. E por esta mesma razão, a desmobilização também é onerosa, além de que não necessariamente seriam desmontados todos os motores no mesmo período, já que nem todos teriam o mesmo destino final.

A perda de venda está relacionada diretamente aos períodos de chuvas, pois se esta não está em falta, os reservatórios se mantêm cheios e as hidrelétricas funcionam em sua capacidade máxima, logo, não há necessidade de recorrer às termelétricas que funcionam muitas vezes por disponibilidade, ou seja, em substituição à outra usina quando esta está impedida, por alguma razão, de gerar o que é esperado.

Por fim, outra fraqueza está no conhecimento que a sociedade possui sobre as termelétricas em um geral: se há queima de combustível, a energia é

“suja” por despejar resíduos da queima que são maléficos ao meio ambiente e por emitir gases indesejáveis para a atmosfera.

Para “Oportunidade” estabelece: leilão voltado para *retrofit*, possibilidade de troca do combustível, incentivo fiscal e a intermitência de outras fontes de energia.

Assim como ocorreram leilões para concessão de produção de energia, existem alguns leilões voltados para usinas em processo de *retrofit,* o que é extremamente benéfico financeiramente, ambientalmente e estruturalmente. Isto é vantajoso pois não haverá um gasto inicial despendioso com investimento em novos motores, já que a estrutura dos motores já está estabelecida e não serão ocasionadas situações que desgastem ainda mais o meio ambiente, como a extração de material para fabricação ou o acúmulo de um motor em desuso que logo será descartado.

Sobre a substituição de combustível, o gás é uma fonte de geração com grandes promessas que pode ser inserido no processo produtivo industrial, apesar de não haver ainda uma legislação que o regularize, nem infraestrutura para sua comercialização e distribuição. Ainda que estes pontos mostrem insegurança nesta nova fonte, é possível através de demonstrativos e comparação com outros países, entender que a tecnologia e legislação estão para ser desenvolvidas e quando isto acontecer, o ganho será alto, mesmo que para isso seja necessária a troca total do combustível óleo por gás.

Sobre incentivos fiscais, a SUDENE possui um benefício para algumas empresas em João Pessoa (PB), assim como outras usinas em diferentes cidades podem encontrar por meio de outras organizações, que reduz 75% do imposto, sendo uma forma de benefício financeiro que assemelha a um inventivo fiscal.

Por fim, as termelétricas não sofrem com a intermitência e por isso veem a oportunidade de gerar quando algum recurso natural sofre impedindo uma geração de energia suficiente.

Para “Ameaça” estabelece: novas fontes e usinas de geração de energia elétrica, mudanças culturais, tempo para adaptação a nova tecnologia, e oscilações econômicas.

Sobre as novas fontes: as usinas eólicas e solares entregam o custo unitário variável (CVU) de dois dígitos, enquanto a usina termelétrica entrega, na maioria das vezes, com três dígitos e isto faz com que cada vez mais as duas primeiras usinas mencionadas ganhem espaço no mercado elétrico. Além disso, é nítido que unidades consumidoras estão aderindo à geração distribuída com autoconsumo remoto, ou seja, está ocorrendo uma mudança cultural em relação à geração de eletricidade o que faz diminuir o uso das termelétricas. Essas mudanças podem, inclusive, fazer com que a vertente de sustentabilidade que está crescendo nacionalmente pese o processo de produção das termelétricas.

Apesar de mencionada como oportunidade, a substituição do combustível pode também ser uma ameaça, já que todo o maquinário foi planejado e instalado para trabalhar com um determinado insumo. Logo, seria necessária uma reestruturação financeira, além de uma nova logística e infraestrutura a partir dos questionamentos: quais maquinários serão reaproveitados, quais maquinários terão que ser adquiridos, como será o contrato para fornecimento desse novo insumo, entre outros.

Por fim, as oscilações econômicas afetam as termelétricas pois como foi mencionado, os contratos de fornecimento não podem ser alterados. Ou seja, se há inflação, o novo custo de fornecimento, mesmo que seja maior do que o acordado inicialmente, terá que ser pago e os gastos dessas usinas serão ainda maiores.

4. CONCLUSÃO

O presente artigo proporcionou uma análise específica do ambiente estratégico das termelétricas a óleo combustível no Brasil para a década de 2010. A partir dos PDE, pôde-se verificar uma indicação de alta desmobilização dessas usinas, principalmente devido ao tempo de operação e ao encerramento de contratos. Tal situação é analisada a partir da ferramenta SWOT, que

apresenta o ambiente interno e externo por meio dos pontos fortes, fracos, oportunidades e ameaças. Os pontos fortes se resumem à segurança de operação da usina, à alta geração elétrica, à regularidade das manutenções e ao investimento em pesquisa, além do principal: segurança de fornecimento de energia elétrica no SIN. Os pontos fracos se resumem principalmente em torno dos custos operacionais da usina: manutenções, combustível e transporte deste, desmobilização (se necessária). E ainda, a estrutura física de difícil mobilidade, as chuvas que diminuem a venda de eletricidade e os aspectos nocivos da geração. As oportunidades giram em torno de perspectivas de ações que podem viabilizar o contínuo funcionamento como leilão para *retrofit*, substituição do combustível, incentivo fiscal, mas também giram em torno da intermitência de outras fontes de energia. Por fim, as ameaças encontradas são referentes as novas formas de geração de energia, como a eólica e a solar, devido às mudanças culturais, ao tempo de adaptação diante de novas tecnologias e às oscilações econômicas.

Assim, é possível que, sabendo da necessidade de ofertar energia elétrica devido ao aumento da demanda, os pontos fracos e as ameaças possam ser trabalhados para manter a continuidade dessas termelétricas que já contam com os pontos fortes e oportunidades trabalhando juntos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. P&D – O Futuro das UTEs a Óleo no Setor Elétrico Brasileiro – Relatório 01. ANEEL, jun. 2020 (a), São Paulo.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. P&D – O Futuro das UTEs a Óleo no Setor Elétrico Brasileiro – Relatório 02. ANEEL, jun. 2020(b), São Paulo.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. P&D – O Futuro das UTEs a Óleo no Setor Elétrico Brasileiro – Relatório 03. ANEEL, jun. 2020(c), São Paulo.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2012). Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. Brasília: MME/EPE.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2013). Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Brasília: MME/EPE.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2014). Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasília: MME/EPE.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Brasília: MME/EPE.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2018). Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Brasília: MME/EPE.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2020). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília: MME/EPE.

FISCHIMANN, Adalberto Américo, Planejamento estratégico na prática / Adalberto A.Fischimann, Martinho Isnard Ribeiro de Almeida. - 3. ed – São Paulo: Atlas, 2018.

RIBEIRO, H.F. Análise do comportamento de usinas termelétricas no Sistema Interligado Nacional. Projeto de Graduação, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: < http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10029173.pdf> Acesso em: 09 mar. 2021.

TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. Novos estud. - CEBRAP, São Paulo, n. 79, p. 47-69, nov. 2007.

ANALISE DO CICLO DE VIDA DOS PROCESSOS DE BIODIGESTÃO E INCINERAÇÃO DO LODO DE ETE CONSIDERANDO A RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA

Laura Campello[1]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Este estudo aborda a utilização da Análise do Ciclo de Vida (ACV) como uma ferramenta para comparar duas alternativas de tratamento do lodo proveniente de estações de tratamento de esgotos (ETE) no Brasil. Os cenários analisados compreendem a biodigestão anaeróbia seguida do uso do biossólido na agricultura e a incineração, ambas com aproveitamento energético do potencial calorifico do lodo para geração de eletricidade. De forma geral, a incineração apresentou menores impactos negativos, principalmente no tocante a categoria de impacto “Mudanças Climáticas”, onde a eficiência na recuperação energética da queima do lodo foi o fator determinante para o alto valor das emissões evitadas de CO_2 ao meio ambiente, que esta alternativa apresentou.

Palavras-chave: Analise do ciclo de vida, lodo, digestão anaeróbia, incineração.

ABSTRACT

This study approaches the use of Life Cycle Analysis (LCA) as a tool to compare two different treatment processes for sludge from sewage treatment plants (WWTP) in Brazil. The scenarios analyzed include the anaerobic digestion follow by land application and incineration; both with energy recover of sludge calorific potential for electricity generation. In general, incineration showed lower negative impacts, particularly regarding the impact category "Climate Change", where the efficiency of energy recovery from sludge burning was the determining factor for the high value of avoided emissions of CO2 that this alternative presented.

Keywords: Life Cycle Analysis, sewage treatment, sludge.

1. INTRODUÇÃO

O tratamento de esgoto é uma prática relativamente nova no Brasil. Somente em 2007 a Lei 11.445 estabeleceu as diretrizes nacionais de saneamento básico. Em 2013 foi criado então o Plano Nacional de Saneamento Básico, que reuniu dados de diagnóstico da situação atual do saneamento básico no país, e estabeleceu prazos e metas para melhorias no setor. De acordo com o documento, em 2008 o percentual de tratamento do esgoto coletado no país era de 58%, ao passo que na região sudeste esse percentual era de 46%. Ou seja, menos da metade do esgoto coletado na região mais rica do país recebe algum tipo de tratamento antes de ser lançado nos cursos d'água. Com intuito de reverter este quadro, o governo estabeleceu algumas metas para o tratamento de esgoto no país, apresentadas no Plano Nacional de Saneamento Básico:

- Para 2023 a meta é de que 77% do esgoto coletado no país sejam tratados, sendo que para a região sudeste o percentual desejado é de 72%.
- Já para 2033 a meta é de que 93% do esgoto coletado no país sejam tratados, sendo que o percentual para a região sudeste é de 90%.

Estes dados indicam que o índice de tratamento de esgoto no país tende a subir de forma rápida e com isso, os resíduos gerados pelos diversos tipos de tratamentos também. A Lei nº 12.305/10 instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos e, com ela a responsabilidade compartilhada em relação ao manejo dos resíduos gerados, além de dar diretrizes para o gerenciamento destes resíduos, observando a seguinte ordem de prioridade: não geração, redução, reutilização, reciclagem, tratamento dos resíduos sólidos e disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos.

Dessa forma, o gerenciamento dos resíduos oriundos do tratamento de esgoto, que por vezes foi tratado de forma secundária, ganha importância no cenário nacional. O principal resíduo gerado pelo tratamento de esgoto é o lodo.

O termo “lodo” tem sido utilizado para designar os subprodutos sólidos do tratamento de esgotos. Nos processos biológicos de tratamento, parte da matéria orgânica é absorvida e convertida, fazendo parte da biomassa microbiana, denominada genericamente de lodo biológico ou secundário, composto principalmente de sólidos biológicos, e por esta razão também denominado de biossólido. Para que este termo possa ser adotado é necessário ainda, que suas características químicas e biológicas sejam compatíveis com uma utilização produtiva, como, por exemplo, na agricultura. (ANDREOLI et al, 2014).

A quantidade e composição do lodo gerado variam bastante conforme o tipo de tratamento aplicado e a origem do esgoto processado. Todavia, o lodo é constituído basicamente de materiais orgânicos (sólidos voláteis) e minerais (sólidos fixos), além de água (FRANÇA e JUNIOR, 2008)

Segundo Hossain, Strezov e Nelson (2009), a produção de lodo de esgoto no Reino Unido chegou a quase 1 milhão de m^3, 50 milhões de m^3 na Alemanha, 4,2 milhões de m^3 na Suíça e 170 mil m^3 em Singapura. Em Sydney a produção do biossólido atingiu 190 mil toneladas/ano.

Segundo Barneto et al. (2009), em 2005, a produção espanhola de lodo de esgoto foi de 1.120.000 toneladas de matéria seca. Seu uso principal foi a disposição no solo.

De acordo com Khai (2007), metade do lodo de esgoto produzido nos Estados Unidos é aplicada ao solo, e na comunidade europeia, mais de 30% do lodo de esgoto produzido é utilizado como fertilizante na agricultura.

Estima-se que a produção de lodo no Brasil está entre 150 a 220 mil toneladas de matéria seca por ano. Considerando que apenas 30% da população urbana têm seu esgoto devidamente coletado e tratado, seria de se esperar que a geração de lodo superasse 400 mil toneladas de lodo por ano caso os esgotos fossem totalmente tratados no país (SOARES, 2004).

No estado de São Paulo, onde se concentra a maior parte das estações de tratamento de esgotos, já se ultrapassou há alguns anos a produção de 100 toneladas de lodo seco por dia (OLIVEIRA, 2000). Conforme previsão de Tsutya

(2000), a produção de lodo de esgoto em base seca na região metropolitana de São Paulo será de 785 toneladas diárias em 2015.

O gerenciamento do lodo de esgoto proveniente de estações de tratamento é uma atividade de grande complexidade e alto custo, que, se mal executada, pode comprometer os benefícios ambientais e sanitários esperados destes sistemas. Embora o lodo represente apenas de 1% a 2% do volume do esgoto tratado, o seu gerenciamento é bastante complexo, pois muitas vezes ultrapassa os limites da ETE. Além disso, possui uma grande importância econômica já que e tem um custo geralmente entre 20% a 60% do total do gasto com a operação de uma estação de tratamento de esgoto. (Andreoli et al, 2014).

Conforme Andreoli et al (2014), as principais etapas do gerenciamento do lodo são:

- Adensamento: processo físico para reduzir umidade e volume
- Estabilização: processo para remoção da matéria orgânica
- Condicionamento: processo de adição de produtos químicos para aumentar sua aptidão à desidratação
- Desidratação: processo natural ou mecânico para redução de umidade e volume
- Higienização: processo para remoção de organismos patogênicos, necessário para o uso agrícola. Para incineração ou disposição em aterro sanitário, a higienização não é necessária.

Ainda conforme o autor, em cada etapa do gerenciamento do lodo há diversos tipos de processo que podem ser utilizados, como mostra a Figura 1 (ANDREOLI et al, 2014).

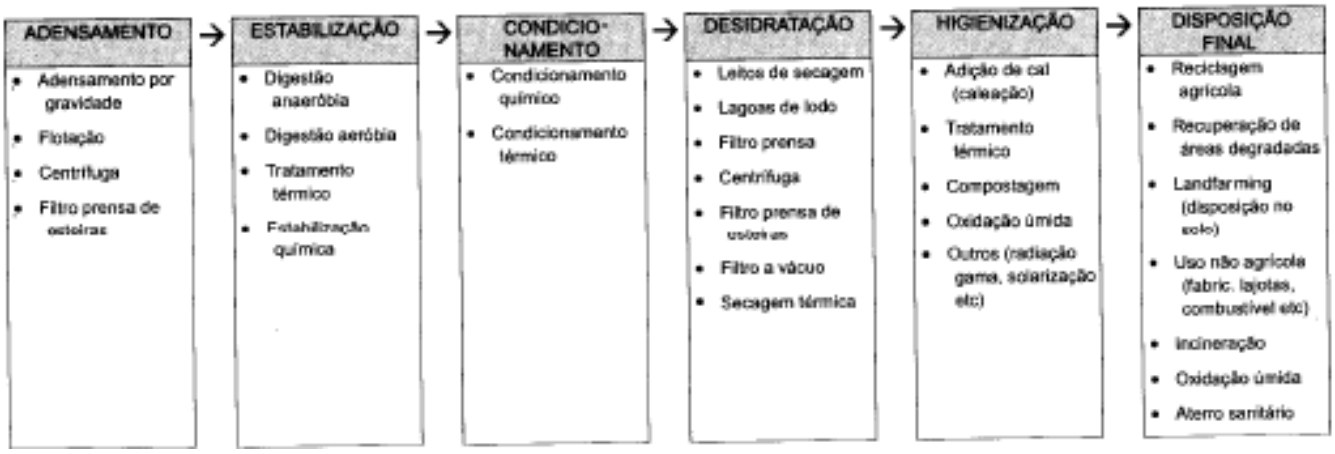


Figura 1 – Etapas de gerenciamento do lodo e principais processos utilizados

As destinações finais comumente usadas para o lodo no Brasil são os aterros sanitários, estabilização anaeróbica com aplicações na agricultura e incineração.

Este estudo irá abordar os dois últimos processos supracitados, a digestão anaeróbica e a incineração, por se tratarem de processos que permitem o aproveitamento energético do poder calorifico contido no lodo em forma de eletricidade, tanto pela queima do biogás gerado durante sua decomposição ou pelo calor gerado na sua queima direta, respectivamente. A possibilidade de gerar eletricidade a partir do lodo pode tornar estes tipos de tratamento economicamente atrativos, e desta forma viabilizar o manejo adequado do lodo nas ETEs de todo Brasil, principalmente se considerarmos a crise energética pela qual país atravessa.

De acordo com a norma NBR ISO 14040/2001, a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma técnica para avaliar aspectos ambientais e impactos potenciais associados a um produto mediante:

- a compilação de um inventário de entradas e saídas pertinentes de um sistema de produto;
- a avaliação dos impactos ambientais potenciais associados a essas entradas e saídas;

- a interpretação dos resultados das fases de análise de inventário e de avaliação de impactos em relação aos objetivos dos estudos.

A ACV estuda os aspectos ambientais e os impactos potenciais ao longo da vida de um produto, desde a aquisição da matéria-prima, passando por produção, uso e disposição. As categorias gerais de impactos ambientais que necessitam ser consideradas incluem o uso de recursos, a saúde humana e as consequências ecológicas (ABNT, 2001).

A metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida inclui a definição de objetivo e escopo, análise de inventário, avaliação de impactos e interpretação de resultados, conforme ilustrado na figura 2 (ABNT, 2001):

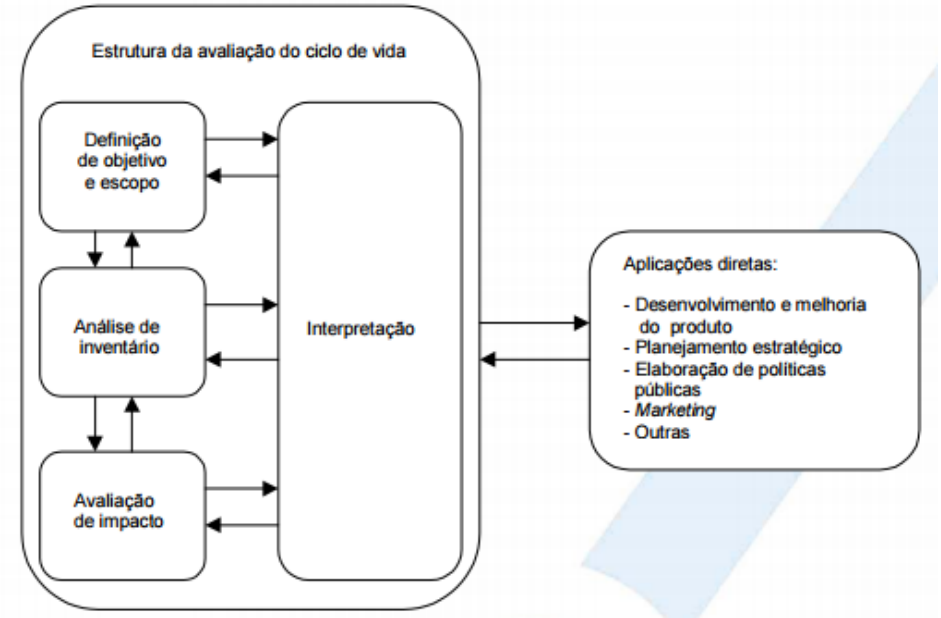


Figura 2 – Metodologia de uma ACV

A fase de avaliação do impacto da ACV é a fase na qual os impactos ambientais potenciais da são avaliados, através dos resultados da análise de inventário do ciclo de vida. Em geral, este processo envolve a associação de dados de inventário com impactos ambientais específicos e a tentativa de compreender estes impactos. Esta avaliação pode incluir o processo iterativo de análise crítica do objetivo e do escopo do estudo da ACV, para determinar

quando os objetivos do estudo foram alcançados ou modificar o objetivo e o escopo, se a avaliação indicar que eles não podem ser alcançados (ABNT, 2001).

2. ESTADO DA ARTE

A Análise do Ciclo de Vida aplicada já foi amplamente aplicada ao tratamento de lodo de esgoto no mundo. Suh et Rousseaux (2002) avaliaram cinco cenários de tratamento de lodo de esgoto na França. Estes cenários incluídos incineração e aterro sanitário, estabilização química e aterro sanitário, estabilização química e aplicação agrícola, compostagem e aplicação agrícola, e digestão anaeróbia e aplicação agrícola. Sem considerar a recuperação energética a partir do biogás gerado em aterros sanitários e pela incineração, eles chegaram à conclusão que o cenário da digestão anaeróbia e aplicação agrícola foi o mais ambientalmente amigável para o tratamento de esgoto.

Lundin et al. (2004) avaliaram as consequências ambientais e econômicas de quatro opções para o tratamento de lodo de esgoto na Suécia. Foram avaliadas a aplicação agrícola, co-incineração com resíduos sólidos urbanos, a incineração com recuperação de fósforo e fracionamento. A conclusão foi que o uso agrícola é a solução com melhor custo-benefício para as condições locais. No entanto, eles não consideraram a recuperação energética no cenário da incineração.

Houilon e Jolliet (2005) compararam seis cenários de tratamento de lodo na Suíça. Estes cenários incluíram uso agrícola, incineração, oxidação úmida, aterro, pirólise e produção de cimento. Os resultados mostraram que a incineração especificamente em leitos fluidizados e o uso agrícola são aos mais processos atrativos. Porém, este estudo focou apenas na conservação de energia e no efeito das emissões dos gases de efeito estufa sem considerar outras cargas ambientais.

Mario et al (2007) estabeleceram uma ACV ambiental para o tratamento de lodo e concluíram que a geração de eletricidade a partir do processo de incineração provou ser a melhor opção na Itália. No entanto, eles analisaram

apenas três cenários: a digestão anaeróbia do lodo mais incineração, a incineração do lodo não digerido, e a digestão anaeróbio do lodo com compostagem. Eles também não apresentaram dados quantitativos no inventário.

Murray et al. (2008) avaliaram os efeitos ambientais e econômicos do tratamento de lodo esgoto na China e relatou que a melhor opção de tratamento é a digestão anaeróbica, seguido pela utilização do lodo como fertilizante. Contudo, eles só apresentaram um inventário de custos econômicos. Benefícios chave, emissões de ar, consumo de energia, e outro de inventário.

Hong et al. (2009) realizaram um estudo dos efeitos ambientais e econômicos do tratamento de lodo de esgoto no Japão e concluíram que a melhor opção seria o adensamento, a digestão, o desaguamento e a fusão do lodo. Semelhante com acima mencionado.

Almudena et al. (2010) estudou a reutilização do lodo proveniente de reatores anaeróbios na agricultura na Espanha e descobriram que esta é a melhor opção para o tratamento do lodo digerido. No entanto, eles analisaram apenas os efeitos ambientais com quatro categorias: eutrofização, aquecimento global, toxicidade humana, e toxicidade terrestre.

Nakakubo et al. (2012) descobriram que a digestão do lodo juntamente com a parcela de matéria orgânica dos resíduos sólidos urbanos é mais eficiente que os dois processos feitos separadamente. Wang et al. (2013) avaliaram os efeitos ambientais de alguns processos de tratamento de lodo em Taiwan. Os processos analisados incluíram a carbonização, o aterro direto, a incineração direta e a co-incineração do lodo com resíduos sólidos urbanos. Eles concluíram que a carbonização, seguida da co-incineração e aterro direto foram as melhores opções de tratamento do lodo. No entanto, o efeito ambiental gerado pelas emissões de metal pesado no aterro e na incineração foi excluído.

Hospido et al (2005) compararam dois cenários alternativos ao cenário atual de tratamento do lodo de esgoto sanitário na Espanha. Eles analisaram o desempenho ambiental de três diferentes tratamentos para o lodo: a digestão anaeróbia e posterior uso agrícola que é o cenário atual no país, a incineração e

a pirólise como cenários alternativos. DE maneira geral concluíram que os processos térmicos são uma boa opção para a recuperação energética do lodo, no entanto, mais esforços são necessários para desenvolver seus subprodutos e tornar os processos mais competitivos. Destacou o impacto negativo da utilização do lodo digerido na agricultura devido a toxicidade dos metais pesados remanescentes no lodo.

Xu, Changqing et al (2013) realizaram a ACV para avaliar os impactos econômicos e ambiental de treze cenários de lodo de esgoto na China. Os resultados mostraram que a digestão anaeróbia foi a alternativa mais adequada para reduzir os impactos ambientais e econômicos, já que o volume do lodo seco é reduzido e a recuperação energética do gás metano pode ser aplicada ao processo. As alternativas de disposição em aterros e incineração apresentaram o maior e menor impacto ambiental, respectivamente. As emissões de metais pesados remanescentes dos processos de aterro e incineração contribuíram significativamente para a toxicidade humana e ecotoxicidade marinha. Este estudo indicou que o cenário de gerenciamento do lodo compreendendo a digestão anaeróbia, desidratação, e incineração foi a alternativa mais econômica e ambientalmente adequada para o tratamento do lodo devido a possibilidade de recuperação de energia.

A pesquisa brasileira com uso de lodo de esgoto na agricultura foi iniciada na década de 1980. Já as pesquisas com utilização de lodo na área florestal são mais recentes. Em 1998, um grupo de pesquisadores da ESALQ/USP iniciou as primeiras pesquisas de campo com a aplicação de lodo de esgoto em espécies florestais no Brasil. O trabalho de Poggiani e Bennedeti (1999) resume o programa de pesquisa desse grupo e mostra os vários subprojetos que foram desenvolvidos para verificar a viabilidade ecológica, silvicultura e econômica da utilização do lodo de esgoto na cultura de eucalipto (Guedes et al., 2006).

Oliveira (2000) e Breda (2003) afirmam que as principais limitações do uso dos lodos de esgoto seriam gerar doenças prejudiciais ao homem e a

possível presença de metais pesados, que podem ocasionar toxicidade nas culturas e/ou contaminação dos solos e das águas.

3. DEFINIÇÃO DO ESCOPO

3.1 Objetivo

Neste contexto, o objetivo deste estudo é utilizar a ACV como uma ferramenta para comparar duas alternativas de tratamento do lodo oriundo de ETE, a biodigestão anaeróbica seguida do uso na agricultura e a incineração, ambas com aproveitamento energético do potencial calorifico do lodo para geração de eletricidade.

3.2 Unidade Funcional

Uma unidade funcional é uma medida do desempenho das saídas funcionais do sistema de produto. O propósito principal de uma unidade funcional é fornecer uma referência para a qual as entradas e saídas são relacionadas. Esta referência é necessária para assegurar a comparabilidade de resultados da ACV. (ABNT, 2001).

A unidade funcional escolhida para a comparação dos métodos de recuperação energética do lodo analisados é uma tonelada de lodo misto adensado.

3.3 Fronteiras do Sistema

As análises serão feitas tomando-se como referência a Estação de Tratamento de Esgoto - ETE Sapucaí - da cidade Itajubá, em Minas Gerais. Para os casos em que os dados requeridos não estão disponíveis para esta unidade serão adotados dados encontrados na literatura.

A ETE Sapucaí atende uma população de aproximadamente 90.000 habitantes e é composta de 4 reatores anaeróbicos do tipo UASB. Durante o processo são descartadas em torno de 11 toneladas de lodo fresco por mês, que são envidas aos leitos de secagem natural. Ao final do processo,

aproximadamente 5 toneladas de lodo seco são dispostas em aterro sanitário, dentro da estação.

Neste estudo serão analisadas as seguintes alternativas para o gerenciamento do lodo:

- Alternativa 1: Digestão anaeróbica do lodo, seguida de desidratação mecânica e uso agrícola, com recuperação energética do biogás produzido.
- Alternativa 2: Desidratação mecânica para posterior incineração do lodo com recuperação energética.

A figura 3 ilustra as duas alternativas analisadas.

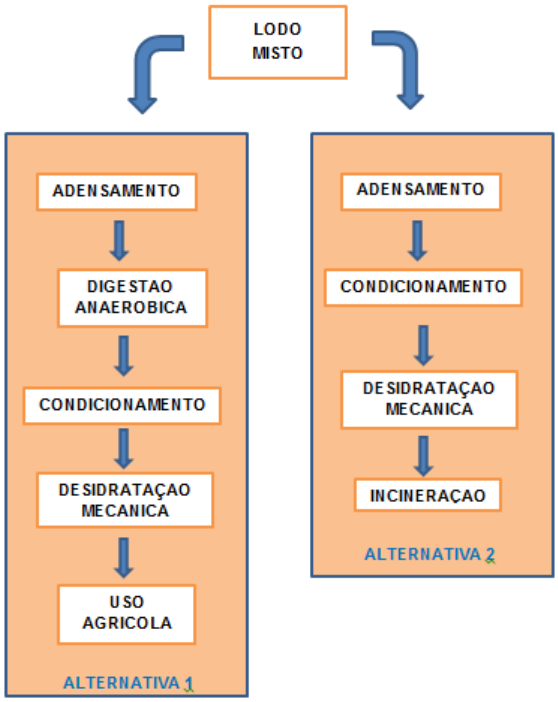


Figura 3 – Alternativas de gerenciamento de lodo analisadas

Desta forma, os seguintes aspectos não são considerados no estudo:

- A operação de tratamento do esgoto, já que a tonelada de lodo misto é a unidade de entrada de todos as alternativas analisadas.

- A construção instações dos sistemas de tratatamento do lodo, apenas as operações destes sistemas foram consideradas nas análises.

3.4 Seleção dos dados e simplificações

Os dados do inventário foram coletados através de referencias bibliográficas citadas neste estudo. As referências mais utilizadas foram os dados dos inventários de Hospido et al (2005) e Xu, Changqing et al (2013) por se tratarem de cenários similares aos cenários tratados neste estudo, além destes estudos apresentarem resultados e análises consistentes. Os dados das emissões de CO2 provenientes da geração de energia elétrica pela matriz enegértica nacional foram calculados considerando o valor de referência 115 Kg CO2/MWh, conforme indicado no Balanço Energético Nacional 2014, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Algumas estimativas foram realizadas devido a a falta de dados mais precisos.

4. DADOS DO INVENTÁRIO

Análise do inventário envolve a coleta de dados e procedimentos de cálculo para quantificar as entradas e saídas pertinentes de um sistema de produto. Estas entradas e saídas podem incluir o uso de recursos e liberações no ar, na água e no solo associados com o sistema. Estes dados também constituem a entrada para a avaliação do impacto do ciclo de vida. O processo de condução de uma análise do inventário é iterativo. Na medida em que os dados são coletados e é conhecido mais sobre o sistema, podem ser identificados novos requisitos ou limitações para os dados que requeiram uma mudança nos procedimentos de coleta de dados, de forma que os objetivos do estudo ainda sejam alcançados. (ABNT, 2001)

Embora haja várias categorias de lodo, este estudo considerou o lodo gerado pelo tratamento de esgoto doméstico, que em geral apresentas as seguintes categorias, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Composição do lodo

COMPONENTE	UNIDADE	LODO MISTO
Lodo seco (LS)	g/L	10
Sólidos voláteis	%SV	72
C	%LS	51
H	%LS	7,4
O	%LS	33
N	%LS	7,1
S	%LS	1,5
P	%LS	2
Cl	%LS	0,8
K	%LS	0,3
Al	%LS	0,2
Ca	%LS	10
Fe	%LS	2
Mg	%LS	0,6

A seguir são descritas as alternativas de gerenciamento de lodo de ETE analisadas e seus respectivos dados de inventário.

4.1 Alternativa 1

Na alternativa 1, o lodo misto é adensado por gravidade e em seguida é digerido por um reator anaerobio. O lodo digerido recebe condicionamento químico com adição de um polímero, a acrilonitrila, e é então enviado a um filtro prensa para desidratação mecânica. Depois de desisdratação o lodo seco é utilizado como fertilizante na agricultura.

Os dados de consumo de energia e emissões considerados na alternativa 1, são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados do Inventário da Alternativa 1

ALTERNATIVA 1	Unidade	Valor por unidade funcional
Adensamento		
Consumo de eletricidade	kWh	39,5
Digestão anaeróbia		
Emissão evitada de CO_2	Kg	-70,76
Emissão no ar de CO	Kg	0,84
Emissão no ar de NO_2	Kg	0,85
Emissão no ar de N_2O	Kg	0,02
Emissão de partículas no ar	Kg	0,08
Recuperação energética	kWh	-615,38
Desidratação mecânica		
Consumo de eletricidade	kWh	49,09
Consumo de acrilonitrila	Kg	5,5
Uso agricola		
Fertilizante a base de nitrogenio (N) evitado	Kg	17,87
Fertilizante a base de fósforo (P) evitado	Kg	14,32
Emissão no ar de CH_4	Kg	1,51
Emissão no solo de Cr	Kg	0,08
Emissão no solo de Cu	Kg	0,19
Emissão no solo de Pb	Kg	0,33

4.2 Alternativa 2

Na alternativa 2, o lodo misto é adensado por gravidade, recebe condicionamento químico com adição da acrilonitrila, e em seguida é enviado a uma centrífuga para desidratação mecânica. Depois de desidratação, o lodo segue para incineração. As cinzas geradas pelo processo são dispostas em aterro sanitário.

Os dados de consumo de energia e emissões considerados na alternativa 2, são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados do Inventário da Alternativa 2

ALTERNATIVA 2	Unidade	Valor por unidade funcional
Adensamento		
Consumo de eletricidade	kWh	39,5
Condicionamento		
Consumo de acrilonitrila	Kg	3,72
Desidratação mecânica		
Consumo de eletricidade	kWh	52,5
Incineração		
Consumo de combustível fóssil	L	45
Recuperação energética	kWh	-1024,5
Emissão evitada de CO_2	Kg	-117,81
Emissão no ar de CO	mg	0,151
Emissão no ar de NO_2	mg	1
Emissão no ar de dioxinas e furanos	ηg	0,00003
Emissão de partículas no ar	µg	2
Cinzas	Kg	273

5. AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS

A avaliação de impactos tem por objetivo analisar a magnitude dos impactos ambientais potenciais causados pelos sistemas, relacionando os dados levantados no inventário com indicadores de categorias de impacto previamente estipuladas.

A fase de avaliação de impacto inclui os seguintes elementos:

- correlação de dados de inventário por categorias de impacto (classificação);

- modelagem dos dados de inventário dentro das categorias de impacto (caracterização);

- possível agregação dos resultados em casos muito específicos e somente quando significativos (ponderação).

A avalação de impactos começa com a classificação, quando os dados das emissões e de recursos são classificados em diferentes categorias de

impactos, de acordo com seu potencial dano sobre o meio-ambiente. A tabela 4 a seguir indica as principais categorias de impacto listadas na literatura.

Tabela 4 – Categorias de Impacto

N°	CATEGORIA DE IMPACTO	CONCEITO	INDICADOR	DANO
1	**Acidificação**	Redução do pH decorrente das emissões de SOx e NOx	kgSO_2eq	Dano à qualidade do ecossistema e decaimento da biodiversidade
2	**Mudança Climática**	Alteração da temperatura global devido as emissões de gases de efeito estufa	KgCO_2eq	Decaimento da biodiversidade, aumento dos fenômenos climáticos extremos, desgelo polar
3	**Toxicidade Humana**	Dano provocado por produtos químicos aos humanos	1,4DBKgeq	Dano a saúde humana
4	**Depleção de Recursos Abióticos**	Redução dos recursos não biológicos	Kg de um mineral MJ de combustível fóssil m^3 de água consumida	Redução dos recursos naturais e colapso do ecossistema
5	**Ecotoxicidade**	Efeitos tóxicos de produtos químicos ao meio-ambiente	1,4DBKgeq	Dano a qualidade do ecossistema e extinção de espécies
6	**Eutrofização**	Acumulação de nutriente no ambiente aquático	KgPO_4eq KgNeq	Dano à qualidade do ecossistema
7	**Radiação Ionizante**	Emissão de radioativos	KgU_{235}eq	Dano à qualidade do ecossistema e a saúde humana
8	**Uso da Terra**	Impactos de ocupação da terra	m^2	Redução dos recursos naturais
9	**Esgotamento da Camada de Ozônio**	Acréscimo da radiação ultravioleta	KgCFC-11eq	Dano a qualidade do ecossistema e a saúde humana
10	**Material Particulado**	Aumento da presença de partículas no ar	Kg de partículas	Saúde humana
11	**Oxidação Fotoquímica**	Impacto da formação de ozônio troposférico e outros oxidantes	KgO_3 KgNMVOC	Dano a qualidade do ecossistema e a saúde humana

Neste estudo foram selecionadas as categorias de impacto que se relacionam com os efeitos causados pelos processos avaliados, a saber:

"Mudança Climática", "Oxidação Fotoquímica", "Acidificação" e "Material Particilado".

As figuras 4 e 5, a seguir, apresentam os resultados da avaliação de impactos para as duas alternativas analisadas.

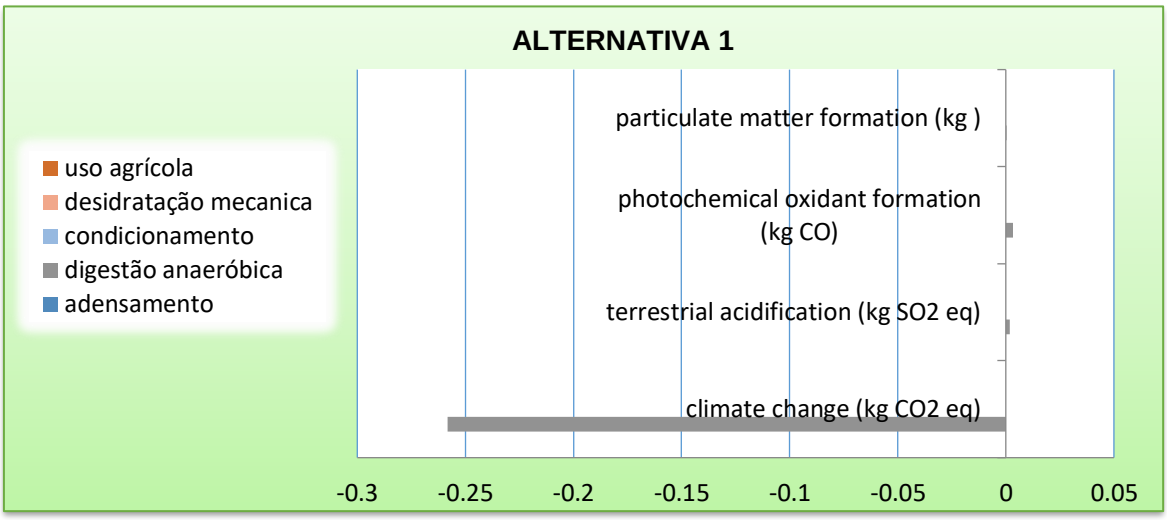


Figura 4 – Impactos da Aternativa 1

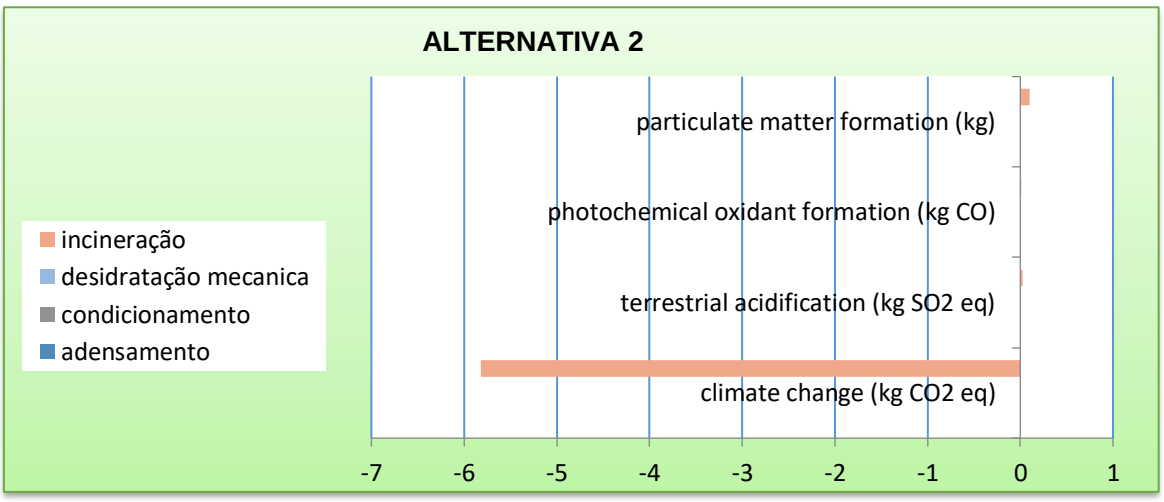


Figura 5 – Impactos da Aternativa 2

A Eficiência Energética (EE) do ciclo de vida de cada processo analisado pode ser obtido através da relação de entrada e saída de energia no sistemas de acordo com a equação 1 seguir :

$$EE = \frac{\sum energia\ consumida}{\sum energia\ gerada} \quad (1)$$

Os resultados de Eficiência Energética (EE) de cada alternatica avaliada são apresentados na tabela 5.

Tabela 5 – Eficiencia Enegetica das alternativas avaliadas

Processos	Eficiência Energética (EE)
Alternativa 1	0,14
Alternativa 2	0,26

6. INTERPRETAÇÃO DO CICLO DE VIDA

A figura 4 mostra que a digestão anaeróbia é o processo mais impactante no cenário da “Alternativa 1” estudada. As categorias de impacto “Material Particulado”, “Oxidação Fotoquímica” e “Acidificação” apresentaram valores positivos de impacto, o que significa impacto negativo ao meio ambiente. Porém estes valores foram bem próximos de zero, demonstrando que estes impactos não são significativos. Já a categoria “Mudança Climática” apresentou valores negativos, o que indica um impacto positivo ao meio-ambiente. O processo de captura do metano gerado pela digestão do lodo para a recuperação energética foi o fator que mais contribuiu para este impacto positivo. Além disso, o uso desta energia recuperada também evitou as emissões de CO2 referentes à geração de energia pela matriz energética brasileira, que têm aumentado devido ao uso das termoelétricas.

Já a figura 5 mostra a incineração como principal processo nas análises de impactos na “Alternativa 2”. A categoria “Material Particulado” apresentou maior impacto negativo no processo. As outras categorias “Oxidação Fotoquímica” e “Acidificação” apresentaram valores muito próximos de zero, podendo ser ignoradas. A categoria “Mudança Climática” apresentou impacto positivo ao meio ambiente devido principalmente a emissões de metano evitadas com recuperação energética do lodo, mas também pelas emissões de CO2 evitadas pelo uso desta energia no lugar da energia gerada pela matriz energética do país.

As duas alternativas apresentaram eficiência energética maior que 1, como ilustrado na tabela 5, o que significa que as duas alternativas produzem mais energia do que consomem.

7. CONCLUSÕES

Comparando os impactos ambientas apresentados nas figuras 4 e 5 e os valores de eficiência energética da tabela 5, podemos concluir que a “Alternativa 2”, a incineração do lodo, é o processo que apresenta menos impactos negativos, mais impactos positivos e maior eficiência energética. A categoria “Mudanças Climáticas” apresentou valores maior de emissões evitadas de CO2 para “Alternativa 2”, principalmente pela maior eficiência na geração de energia pela incineração do lodo em relação a geração pela queima do biogás liberado na digestão deste lodo.

Porém, considerações de custo de investimento e operação devem ser levadas em conta na tomada de decisão pela melhor estratégia de gerenciamento do lodo oriundo de ETEs. Análises econômicas deverão ser feitas em estudos posteriores para indicar o melhor custo-benefício das alternativas de tratamento do lodo.

Além disso, fica claro a importância da correta seleção de dados do inventário para que o estudo de Análise do Ciclo de Vida resulte em análises consistentes e realistas. No caso deste estudo, houve muita dificuldade em se coletar estes dados já que o gerenciamento lodo proveniente de estações de

tratamento de esgoto é uma prática bem recente no país, e ainda há poucos registros nesta área. Contudo, as referências bibliográficas fornecem dados que podem apontar para uma ordem de grandeza e, desta forma, proporcionar resultados que indicam a direção de tendência dos ciclos de vida avaliados.

De maneira geral podemos concluir que o critério mais importante na seleção de qualquer estratégia de gestão de lodo é que a solução deve ser apropriada para as condições do local em questão e, portanto, não existe uma solução universal para o problema do lodo. Mas podemos observar que cenários que incluem recuperação energética do poder calorifico contido no lodo são sempre os cenários que apresentam menores impactos negativos devido a emissões evitadas de metano. Além disso, a recuperação energética permite um ganho econômico que torna estes cenários mais atrativos em relação aos outros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMUDENA, H., MARTA, C., MAITE, M., FRANCISCO, O., JUAN, M., GUMERSINDO, F. Environmental assessment of anaerobically digested sludge reuse in agriculture: potential impacts of emerging micropollutants. Water Res. 44, 3225 e 3233, 2010.

ANDREOLI, CLEVERSON et al. Lodo de esgotos: tratamento e disposição final. Princípio do tratamento biológico de águas residuárias, Volume 6, 2ª edição. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR ISO 14040: Gestão Ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura. Rio de Janeiro: ABNT, 2001.

BARNETO, A. G., CARMONA, J. A., ALFONSO, J. E. M., BLANCO, J. D. Kinetic models based in biomass components for the combustion and pyrolysis of sewage sludge and its compost. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. v. 86, p. 108-114, 2009.

BRASIL. Lei nº 11.445, de 5 de janeiro de 2007. Estabelece as diretrizes nacionais para o saneamento básico. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

BRASIL. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a política nacional de resíduos sólidos. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF.

BREDA, C. C. Utilização de lodo de efluente doméstico: efeitos na produtividade agrícola e em alguns aspectos ambientais. 2003. 143 f. Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciência Agronômicas, Botucatu, São Paulo, 2003.

FRANÇA, JUNIOR; TAVARES, ANTONIO DE. Análise do aproveitamento energético do biogás produzido numa estação de tratamento de esgoto - Ilha Solteira, 2008.

GUEDES, M. C.; et al., Propriedades químicas do solo e nutrição do eucalipto em unção da aplicação de lodo de esgoto. Revista Brasileira de Ciência do Solo, Viçosa, v. 30, p. 267-280, 2006.

HONG, J.L., HONG, J.M., OTAKI, M., JOLLIET, O. Environmental and economic life cycle assessment for sewage sludge treatment processes in Japan. Waste Manage. 29, 696 e703, 2009.

HOSPIDO A, MOREIRA MT, MARTIN M, ET AL. Environmental evaluation of different treatment processes for sludge from urban wastewater treatments: Anaerobic digestion versus thermal processes. International Journal of Life Cycle Assessment 10: 336–345, 2005.

HOSSAIN, M. K., STREZOV, V., NELSON, P. Revista Liberato, 159 F. Thermal characterisation of the products of wastewater sludge pyrolysis. Journal of Analytical
and Applied Pyrolysis. v. 85, p.442-446, 2009.

HOUILON, G., JOLLIET, O. Life cycle assessment of processes for the treatment of wastewater urban sludge: energy and global warming analysis. J. Clean. Prod. 13, 287 e 299, 2005.

KHAI, N. M. Effects of using wastewater and biosolids as nutrient sources on accumulation and behaviour of trace metals in Vietnamese soils. Tese de Doutorado. Universidade Sueca de Ciências Agrícolas. Uppsala, 2007.

LUNDIN, M., OLOFSSON, M., PETTERSSON, G., ZETTERLUND, H. Environmental and economic assessment of sewage sludge handling options. Res. Cons. Recycl. 41,
255 e 278, 2004.

MARIO, T., PATRIZIA, B., LORENZO, M. An environmental LCA of alternative scenarios of urban sewage sludge treatment and disposal. Ther. Sci. 11, 153 e 164, 2007.

MINISTÉRIO DAS CIDADES. SECRETARIA NACIONAL DE SANEAMENTO AMBIENTAL. Plano nacional de saneamento básico – PLANSAB. Brasília, 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Balanço energético nacional - 2014. Rio de Janeiro, 2014.

MURRAY, A., HORVATH, A., NELSON, K.L. Hybrid life-cycle environmental and cost inventory of sewage sludge treatment and end-use scenarios: a case study from China. Environ. Sci. Technol. 42, 3163 e 3169, 2008.

NAKAKUBO, T., TOKAI, A., OHNO, K. Comparative assessment of technological for
recycling sludge and food waste aimed at greenhouse gas emissions reduction and phosphorus recovery. J. Clean. Prod. 32, 157e172, 2012.

OLIVEIRA, F. C. Disposição de lodo de esgoto e composto de lixo urbano num latossolo vermelho - amarelo cultivado com cana-de-açúcar. 2000. 247. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 2000.

POGGIANI, F.; BENEDETTI, V. Aplicabilidade do lodo de esgoto urbano em plantações de eucalipto. Silvicultura, n.80, p.48-52, 1999.

SOARES, M. R. Coeficiente de distribuição (kd) de metais pesados em solos do estado de São Paulo. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2004.

SUH, Y., ROUSSEAUX, P. An LCA of alternative wastewater sludge treatment scenarios. Res. Conserv. Recycl. 35, 191e200, 2002.

TSUTYA, M. T.. Alternativas de disposição final de biossólidos gerados em estações de tratamento de esgotos. In: Impacto Ambiental do Uso Agrícola de Lodo de Esgoto. Jaguariúna: Ed. Bettiol e Camargo, 2000.

WANG, N., SHIH, C., CHIUEH, P., HUANG, Y. Environmental effects of sewage sludge carbonization and other treatment alternatives. Energies 6, 871e883. ,2013.

XU, CHANGQING ET AL. Life-cycle environmental and economic assessment of sewage sludge treatment in China. Journal of Cleaner Production 67, 79 e 87. 2013.

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM MOTOR ELÉTRICO POSTERIORMENTE AO REPARO

Emilyana da Trindade Santos[1,2]; Marcos Alves Rodrigues[2,3]; Carlos Aparecido Ferreira[2,4]

[1]Proyfe-Brasil; [2]Universidade do Estado do Rio de Janeiro; [3]Solar Grid; [4]Eletrobras

RESUMO

Neste trabalho foram realizados ensaios para analisar quantitativamente as perdas, rendimento e fator de potência de um motor de indução gaiola de esquilo trifásico, 5 cv, 4 polos, 220 V antes de uma queima intencional e também após reparo, feito por uma oficina qualquer, que desconhecia os objetivos do trabalho. Os resultados foram comparados, também considerando os níveis de rendimentos mínimos estabelecidos pela Portaria Interministerial nº 1, de 29 de junho de 2017. Os referidos ensaios foram realizados no laboratório do Cepel de Adrianópolis utilizando a norma ABNT NBR 17094-3. As perdas totais corrigidas apresentaram aumento percentual médio pós-reparo em relação às perdas pré-queima de 13,23%, havendo uma queda no rendimento de 1,62%. Cabe destacar que a diferença percentual das perdas não se deve somente ao processo de reparo, visto que o motor foi submetido a uma queima, que é uma condição adversa que pode alterar as características elétricas e magnéticas do núcleo do estator e da gaiola do rotor, além de imprecisões numéricas e de instrumentação. Estes aspectos não foram abordados neste trabalho. Esse projeto serviu como piloto para contratação de estudo de maior porte, que está em andamento, envolvendo 52 motores, com potências de 1, 10 e 40 cv.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Motor Elétrico; Motor Recondicionado; Reparo.

ABSTRACT

In this work, tests were carried out to quantitatively analyze the losses, efficiency and power factor of a three-phase squirrel-cage induction motor, 5 hv, 4 poles, 220 V before an intentional burnout and also after repair, made by any workshop,

who did not know the objectives of the work. The results were compared, also considering the minimum income levels established by Interministerial Ordinance No. 1, of June 29, 2017. These tests were carried out at the Cepel laboratory in Adrianópolis using the ABNT NBR 17094-3 standard. The total corrected losses showed an average post-repair percentage increase in relation to pre-burning losses of 13.23%, with a drop in yield of 1.62%. It should be highlighted that the percentage difference in losses is not only due to the repair process, since the motor has been subjected to a burnout, which is an adverse condition that can change the electrical and magnetic characteristics of the stator core and rotor cage, as well as numerical and instrumentation inaccuracies. These aspects were not approached in this work. This project served as a pilot for contracting a larger study, which is in progress, involving 52 engines, with powers of 1, 10 and 40 cv.

Keywords: Energy Efficiency; Electric Motor; Refurbished Engine; Repair.

1. INTRODUÇÃO

Os motores elétricos, são componentes dos sistemas motrizes, que apresentam grande relevância no consumo energético do sistema elétrico de potência. Como qualquer máquina, os motores estão susceptíveis a falhas durante sua vida útil que, de acordo com a Abramam (2011) em média gira em torno de 16 anos. Essas falhas comprometem o processo produtivo em que estão inseridos, afetando a competitividade, especialmente do setor industrial, onde os sistemas motrizes são muito usados.

Quando um motor apresentar uma falha, uma das seguintes soluções pode ser tomada: recondicionar o motor defeituoso, comprar um motor recondicionado (de segunda mão) ou comprar um motor novo. Antes de um breve aprofundamento apresentado a seguir, cabe mencionar que a segunda opção (da compra do motor de segunda mão) foi explicitamente proibida, a partir do segundo semestre de 2019, conforme definido na Portaria Interministerial nº 1, a menos que o motor comercializado seja premium.

No primeiro momento, o recondicionamento do motor será a solução mais atraente, pois é a que normalmente apresenta o menor custo. O problema é que muitas vezes, os motores são levados a estabelecimentos em que não são empregadas técnicas adequadas, resultando em quedas consideráveis na eficiência do motor. Por outro lado, de acordo com uma pesquisa realizada pela *Electrical Apparatus Service Association*, Inc. (EASA) e *Association of Electrical and Mechanical Trades* (AEMT) quando são utilizadas boas práticas no processo de rebobinamento não são observadas mudanças significantes em sua eficiência (EASA; AEMT, 2003). Segundo estudo realizado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio, 2019), os motores elétricos apresentam percentual de perda de rendimento médio pelo recondicionamento de 6,95%. Para cada recondicionamento realizado em um mesmo motor, Bazurto (2017) estima uma queda de 2% do seu rendimento atual.

A segunda opção que é a compra de um motor recondicionado muitas vezes também é escolhida, pois apresenta um custo menor em relação à compra de um motor novo.

O custo de aquisição de um motor novo, embora mais elevado, pode ser justificado a médio e longo prazo por possuírem maior eficiência. Mesmo que o seu valor de aquisição seja maior do que o serviço de recondicionamento, o valor economizado de energia elétrica pagará essa diferença, depois de algum tempo, e após isso será revertido em lucro (OLIVEIRA, 2018).

Segundo estudo da PUC-Rio (2019), estimou-se que os motores recondicionados sem a utilização de técnicas adequadas são responsáveis por uma perda anual de energia no Brasil de 8,43 TWh por ano, o que é equivalente ao consumo de 4,47 milhões de residências considerando um consumo médio de 157 kWh/mês (Procel, 2018). Cabe destacar que nesse estudo não foram realizados ensaios laboratoriais.

2. MÉTODOS DE ENSAIOS

De acordo com a norma ABNT NBR 17094-3 existem 10 métodos de

ensaio para determinação do rendimento. Para este trabalho, foi utilizado o Método 2: ensaio dinamométrico com medição indireta das perdas suplementares e medição direta das perdas no estator (I^2R), no rotor (I^2R), no núcleo e por atrito e ventilação; que é utilizado nos laboratórios autorizados pelo Inmetro e Procel. Esse método constitui em separar as perdas em suas componentes: perdas no cobre, perdas no núcleo, perdas mecânicas e perdas suplementares, sendo esta, definida como a diferença entre a perda total aparente e o somatório das demais perdas.

As etapas desse método constituem-se em medir a temperatura ambiente em graus Celsius (ºC) e a resistência média do enrolamento em Ohms (Ω), estando o motor frio e em equilíbrio térmico com o meio ambiente. Posteriormente a temperatura é elevada com carga nominal para se estabelecer a temperatura em que as perdas no cobre serão corrigidas. Alcançando o equilíbrio térmico a fonte de tensão deverá ser desligada e a resistência do enrolamento será medida novamente.

Com frequência e tensão nominais é aplicado seis diferentes pontos da carga nominal em ordem decrescente, sendo dois pontos superiores ao seu valor (> 100%), em cada ponto são medidos o conjugado, a potência de entrada, a corrente média, a velocidade e a tensão média. Ao final do ensaio a resistência do enrolamento e a temperatura são medidas novamente.

Após o ensaio em carga é desacoplado o freio dinamométrico e iniciado o ensaio em vazio que tem objetivo de determinar as perdas mecânicas (atrito e ventilação) e perdas magnéticas, nesse ensaio são aplicados seis diferentes valores da tensão nominal em ordem decrescente, para cada valor são medidos a tensão média de linha, a corrente média de linha e a potência. A resistência do enrolamento e a temperatura são medidas antes e após o ensaio.

A potência de entrada de um motor que opera em vazio representa o valor de suas perdas em vazio, compostas de perdas no cobre do estator, perdas por atrito e ventilação e perda no núcleo, então, esta é definida subtraindo as perdas no cobre do estator e as perdas por atrito e ventilação das perdas em vazio.

O valor das perdas por atrito e ventilação é obtido através da diferença entre a potência de entrada e o valor das perdas do cobre no estator versus a tensão, então a curva resultante é estendida até o valor zero de tensão e o valor de interseção com esse ponto será o valor das perdas por atrito e ventilação.

As perdas no cobre do estator são calculadas com o valor da corrente medida em cada ponto com a resistência do enrolamento corrigida para a temperatura do ponto. Para as perdas no cobre do rotor corrige-se o escorregamento para a temperatura especificada do estator, segundo a norma ABNT NBR 17094-3.

As perdas no cobre do estator e rotor são recalculadas considerando as correções de resistência e escorregamento para a temperatura final do ensaio de elevação da temperatura, e sendo corrigido a temperatura ambiente de 25ºC.

A potência de saída corrigida é calculada subtraindo a perda no núcleo, perdas por atrito e ventilação, perdas no cobre do rotor e estator corrigidas para a temperatura final e a perda suplementar corrigida, da potência de entrada medida para cada ponto de carga.

O rendimento para cada ponto de carga é determinado pela razão da potência de saída corrigida pela potência de entrada medida. Sendo possível plotar uma curva do rendimento versus potência de saída corrigida para obter pontos precisos de carga.

3. RESULTADOS

Para realizar os ensaios foi utilizado um motor de indução trifásico gaiola de esquilo com as características descritas na Tabela 1 (Rodrigues e Santos, 2019).

Tabela 1 - Dados de placa do motor

Dados do motor usados no ensaio			
Modelo	112M	Rendimento	88,1%
Potência (cv)	5	Rotação (rpm)	1740
Tensão (V)	220	Corrente (A)	14,2
Fator de potência	0,81	Frequência (Hz)	60
Classe de isolação	F	Regime	S1
Grau de proteção	55	Nº de polos	4
Fator de serviço	1	Nº de fase	3

Na sequência são apresentadas algumas informações sobre a parte prática deste trabalho.

3.1 Queima do motor

O processo de queima do motor foi realizado de maneira controlada, durante o qual, o motor foi submetido a duas condições adversas: bloqueio da ventilação e sobrecarga no eixo. A primeira foi utilizando uma folha A4 na tampa, onde se encontra o ventilador como pode ser observado na Figura 1 (Rodrigues e Santos, 2019). Dessa maneira, a ventilação foi obstruída dificultando a troca de calor do motor que resultou num aumento da temperatura interna e externa do motor. A segunda condição foi a sobrecarga no eixo do motor, que estava acoplado a um freio dinamométrico (motor branco na Figura 1) de modo a simular cargas no eixo do motor ensaiado. Foi aplicado uma sobrecarga crescente chegando a aproximadamente 130% do carregamento nominal. A sobrecarga causa aumento da corrente elétrica circulando nos enrolamentos do estator, e consequentemente um aumento das perdas por efeito Joule. Cabe ressaltar que o fator de serviço do motor ensaiado é 1.

Figura 1 – Bloqueio de ventilação usando folha A4

A primeira e a segunda condições foram aplicadas desde o início do processo de queima do motor. O aumento gradual da sobrecarga teve como objetivo acelerar o processo de queima controlada do motor ficando submetido a essas condições por aproximadamente três horas e uma temperatura de aproximadamente 70º Celsius como pode ser observado na Figura 2 (Cepel, 2018) registrada por uma câmera termográfica. A imagem termográfica da Figura 3 (Cepel, 2018) foi registrada minutos antes da queima do motor, onde a temperatura do motor já ultrapassava os 150º Celsius.

Figura 2 – Imagem termográfica após 3 horas de condições adversas

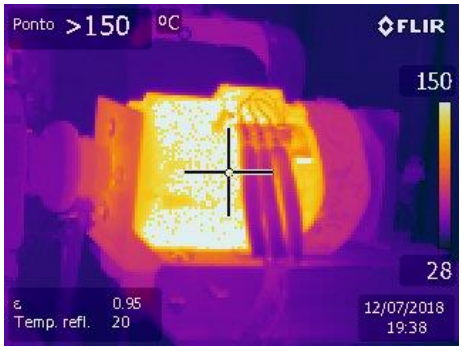


Figura 3 - Imagem termográfica do motor minutos antes da queima

3.3 Comparação dos ensaios antes e após o reparo

A Tabela 2 (Rodrigues e Santos, 2019) apresenta a comparação das resistências nos terminais do estator pré-queima e pós-reparo obtidas através do ensaio de corrente contínua.

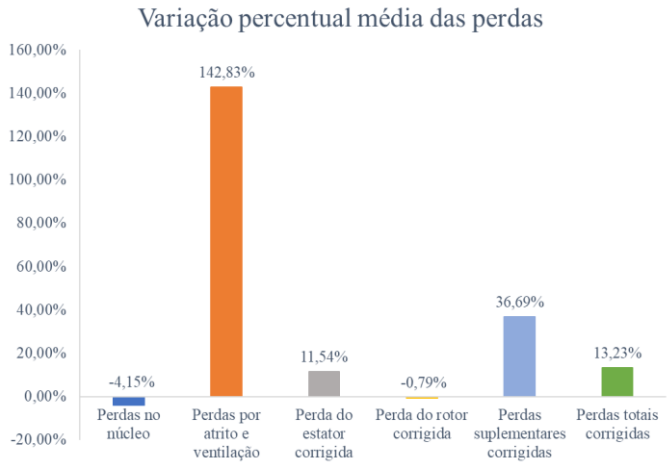
Tabela 2 - Comparação das resistências do estator pré-queima e pós-reparo

	Pré-queima	Pós-reparo
Resistência (Ω)	0,719	0,767
Temperatura ambiente (ºC)	26,2	23,0

A resistência medida pós-reparo foi maior do que a medida no ensaio pré-queima, porém a resistência varia em função da temperatura que foram diferentes durante os ensaios. É possível concluir com os valores das resistências acima que o reparo possa ter mudado o comprimento médio das espiras, a área de seção transversal do fio ou a qualidade do cobre, o que consequentemente causaria um aumento na perda Joule no estator.

A variação percentual média para cada tipo de perdas entre os ensaios pré-queima e pós-reparo é apresentada no Gráfico 1, onde se verifica um aumento médio das perdas totais de 13,23%.

Gráfico 1 - Variação percentual média das perdas pré-queima e pós-reparo em função do percentual de conjugado



As perdas no núcleo foram reduzidas após o reparo. Um dos possíveis fatores que podem ter influenciado na redução desta perda é a redução no gap de ar entre rotor e estator com o possível aumento do comprimento médio das espiras.

As perdas por atrito e ventilação aumentaram em média 142,83% como mostrado no Gráfico 1. As alterações nas características do ventilador e mudança no tipo de rolamentos, além de sua incorreta lubrificação podem ser os principais motivos pelos quais houve esse aumento. Reduzir o diâmetro do ventilador faz com que a ventilação dentro do motor seja menos eficiente, o que impacta diretamente em suas perdas. Em relação aos rolamentos, quaisquer alterações em suas especificações podem fazer com que o atrito dentro dos rolamentos seja maior do que aquele produzido pelos rolamentos originais do motor. O excesso de graxa nos rolamentos também pode aumentar as perdas por atrito.

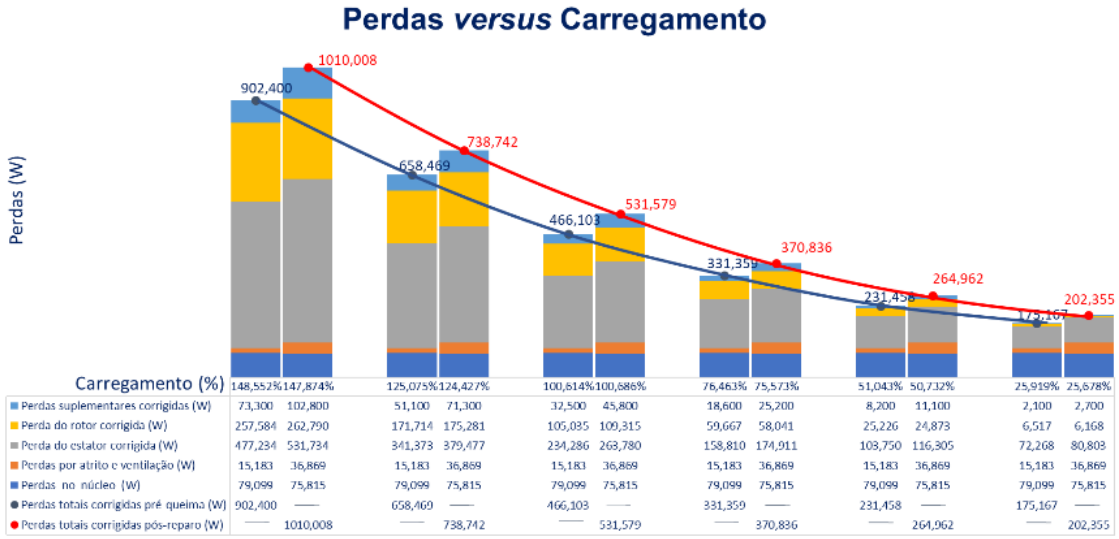
O Gráfico 2 apresenta de forma detalhada as perdas no motor em função das percentagens de carregamento. Como as perdas no núcleo e por atrito e ventilação são fixas (para diferentes percentuais de carregamento), os valores apresentados (Rodrigues e Santos, 2019) são constantes. A perda no cobre do estator aumentou para todos os pontos de carga. Os principais motivos que levam ao aumento das perdas Joule estão no rebobinamento do estator, ou seja, o aumento do comprimento médio das espiras (LZ1) acarreta um aumento da resistência dos enrolamentos do estator, como já havia se suspeitado no ensaio de corrente contínua mostrado na Tabela 2. A escolha da seção transversal do fio, bem como a qualidade do cobre também são fatores relevantes no incremento das perdas joule. Outros fatores que podem acarretar no aumento deste tipo de perda é a mudança na sequência de conexão do enrolamento (imbricado ou concêntrico), número de espiras e passo polar. Ainda, as perdas no cobre do estator aumentam em função da elevação da temperatura nos enrolamentos, causados por uma ventilação deficiente. Como já foi constatado, as perdas por atrito e ventilação aumentaram de maneira muito considerável.

A perda no cobre do rotor apresentou um comportamento diferenciado, onde para pontos de carregamento menores ou igual a 75% houve uma redução das perdas e para pontos de carregamentos maiores ou igual a 100% houve um aumento das perdas como apresentado no Gráfico 2. A variação percentual média das perdas no rotor foi de -0,79 %, o que significa que em média ocorreu

uma redução na perda do rotor, porém os motores elétricos são fabricados para operarem próximo ao carregamento nominal, portanto para essa condição, o motor apresenta um aumento das perdas no rotor.

As perdas suplementares são medidas de maneira indireta pelo método 2, por serem difíceis de serem detectadas. Após o reparo, estas perdas aumentaram em média 36,69%. Os principais fatores que influenciam no aumento das perdas suplementares são as imperfeições mecânicas na construção, causadas pelo defeito ou no processo de reparo, sobretudo nas ranhuras, que fazem com que fluxos harmônicos de alta frequência ocorram perto das superfícies do entreferro de ar entre o rotor e o estator (EASA; AEMT, 2003). Danos nas ranhuras do motor podem ocorrer durante o processo de recondicionamento na remoção do rotor do motor, em que pode haver arraste entre rotor e estator. Além disso, no processo de remoção dos enrolamentos do estator, o excesso de força e o uso de chamas pode danificar as ranhuras contribuindo para o aumento das perdas suplementares.

Gráfico 2 - Variação percentual média das perdas pré-queima e pós-reparo em função do percentual de conjugado



Carregamento (%)	148,552%	147,874%	125,075%	124,427%	100,614%	100,686%	76,463%	75,573%	51,043%	50,732%	25,919%	25,678%
Perdas suplementares corrigidas (W)	73,300	102,800	51,100	71,300	32,500	45,800	18,600	25,200	8,200	11,100	2,100	2,700
Perda do rotor corrigida (W)	257,584	262,790	171,714	175,281	105,035	109,315	59,667	58,041	25,226	24,873	6,517	6,168
Perda do estator corrigida (W)	477,234	531,734	341,373	379,477	234,286	263,780	158,810	174,911	103,750	116,305	72,268	80,803
Perdas por atrito e ventilação (W)	15,183	36,869	15,183	36,869	15,183	36,869	15,183	36,869	15,183	36,869	15,183	36,869
Perdas no núcleo (W)	79,099	75,815	79,099	75,815	79,099	75,815	79,099	75,815	79,099	75,815	79,099	75,815
Perdas totais corrigidas pré queima (W)	902,400	—	658,469	—	466,103	—	331,359	—	231,458	—	175,167	—
Perdas totais corrigidas pós-reparo (W)	—	1010,008	—	738,742	—	531,579	—	370,836	—	264,962	—	202,355

O Gráfico 3 (Rodrigues e Santos, 2019) apresenta a comparação do fator de potência em função dos percentuais de carregamento entre os ensaios pré-

queima e pós-reparo. Pode ser observado que o fator de potência foi pouco afetado pelo recondicionamento.

O comportamento do rendimento versus carregamento pré-queima e pós-reparo está apresentado no Gráfico 4 (Rodrigues e Santos, 2019). Analisando as curvas é possível perceber que o rendimento pós-reparo foi menor para todos os pontos de carregamento em relação ao rendimento pré-queima, devido ao aumento das perdas causadas pela queima do motor e o processo de recondionamento.

Gráfico 32 - Comparação do fator de potência versus carregamento

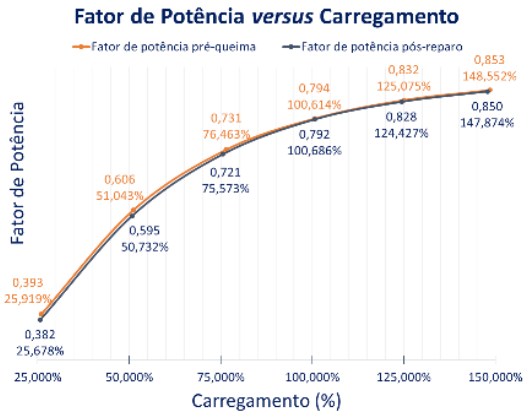
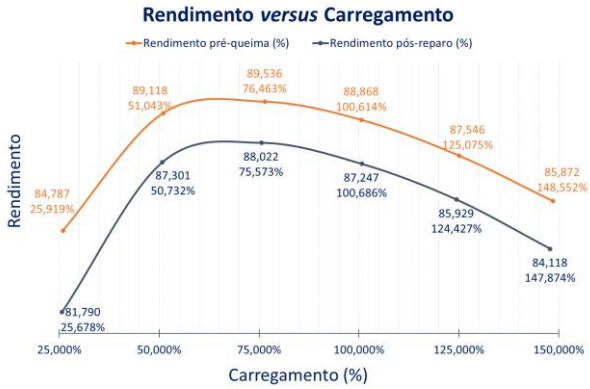


Gráfico 43 - Comparação do rendimento versus carregamento



4. CONCLUSÕES

No ensaio pré-queima, o rendimento do motor para o carregamento nominal foi de 88,868%. Segundo a Portaria Interministerial nº 1, mesmo antes da queima, este motor já não poderia ser comercializado, fabricado e importado no Brasil por não possuir rendimento igual ou superior ao rendimento mínimo da classe *premium*. No ensaio pós-reparo, o rendimento do motor para o carregamento nominal caiu para 87,247%.

As perdas totais corrigidas apresentaram aumento percentual média pós-reparo em relação às perdas pré-queima de 13,23%. As alterações mais significativas ocorreram nas perdas por atrito e ventilação (perdas fixas) que

aumentaram 142,83%, nas perdas suplementares que aumentaram em média 36,69% e na perda no cobre do estator que aumentaram em média 11,54%.

Comparando os rendimentos pré-queima e pós-reparo, houve uma redução percentual de 1,62%, valor esse próximo ao estimado por Barzuto (2017) de 2% de queda de rendimento para cada recondicionamento realizado em um mesmo motor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE MANUTENÇÃO E GESTÃO DE ATIVOS. A Situação da Manutenção no Brasil. Paraná, 2011. Disponível em:<http://www.abraman.org.br>. Acesso em 25 de fev. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 17094-1: máquinas elétricas girantes: motores de indução trifásicos: requisitos. Rio de Janeiro, 2018.

_____. NBR 17094-3: máquinas elétricas girantes: motores de indução trifásicos: métodos de ensaio. Rio de Janeiro, 2018.

BAZURTO, ALVARO J.; QUISPE, ENRIQUE C.; MENDOZA, ROSAURA C. Causes and Failures Classification of Industrial Electric Motor. Universidad Autónoma de Occidente. Cali, Colombia, 2017.

BRASIL. Portaria Interministerial nº 1, de 29 de junho de 2017. Estabelece Novos Níveis Máximos de Consumo Específico de Energia, ou Mínimos de Eficiência Energética de Máquinas e Aparelhos Consumidores de Energia. Diário Oficial União, Brasília, DF, 30 de ago. 2017. Seção 1, p. 50.

Eletrical Apparatus Service Association Inc.; Association of Electrical and Mechanical Trades. The effect of repair/rewinding on Motor Efficiency. Missouri; York, 2003. Disponível em: <https://www.easa.com/resources/booklet/effect-of-repair-rewinding-on-motor-efficiency>. Acesso em: 08 de fev. 2019.

OLIVEIRA, C. R. Análise Energética e Econômica referente a Aquisição ou Recondicionamento de Motor Elétrico de Indução. Rio de Janeiro, 2018.

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA – RIO. Pesquisa Mercadológica sobre Motores Recondicionados. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: < https://www.procobre.org >. Acesso em: 16 de mai. 2019.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Resultados Procel 2018, ano base 2017. Rio de janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br>. Acesso em: 25 de fev. 2019.

RODRIGUES, ALVES M.; SANTOS, TRINDADE E. Comparação quantitativa do desempenho de um motor elétrico antes da queima e posteriormente ao reparo. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil, 2019.

ANÁLISE DO IMPACTO DA CRISE HIDROLÓGICA SOBRE A GARANTIA FÍSICA DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

Pedro Augusto Costa[1]; Geraldo Lúcio Tiago FIlho[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Na busca por uma melhor eficiência no planejamento energético nacional e de forma sustentável, a Garantia Física (GF) de uma Central Hidrelétrica (CH) se torna imprescindível já que no Brasil a fonte hidráulica predomina. A GF diz respeito ao quanto uma fonte é capaz de suprir de demanda. Um dos principais fatores que influenciam a geração por essa fonte é a disponibilidade hídrica. O presente trabalho tem como objetivo avaliar a influência da crise hidrológica, decorrente das mudanças climáticas e antropização das bacias hidrográficas, na variação do montante da GF de PCHs em operação com o emprego da seguinte metodologia: cálculos hidrológicos e cálculo da GF para usinas despachadas não centralizadamente, aplicando vazões média mensal e média diária para intervalos diferentes da série histórica e comparando com a GF Outorgada na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Primeiramente, constatou-se que das PCHs avaliadas, independente do intervalo da série histórica em que se aplicou a metodologia, na maioria da amostra não foi possível obter uma GF calculada acima da GF outorgada. Ainda, em grande parte, quando se utilizou vazões médias diárias o valor da GF foi menor. Com este trabalho foi possível observar como a crise hidrológica tem impacto sobre a magnitude da GF. Complementarmente, ficou evidenciado que adotar um valor de GF que leva em consideração toda a série histórica pode induzir a se outorgar uma GF maior do que a PCH é capaz de atender já que uma tendência de diminuição da disponibilidade hídrica pode ser mascarada pelos anos mais antigos da série.

Palavras-chave: Garantia Física**;** Geração de Energia Elétrica.

ABSTRACT

In the search for better efficiency in national energy planning and in a sustainable way, the Firm Energy (FE) of a Hydroelectric Power Plant (HPP) becomes essential because in Brazil the hydraulic source predominates. The FE concerns how much a source is able to supply the demand. One of the main factors that influence generation by this source is water availability. The present work aims to evaluate the influence of the hydrological crisis, resulting from climate change and anthropization of hydrographic basins, on the variation of the FE amount of Small Hydroelectric Power Plants (SHPPs) in operation using the following methodology: hydrological calculations and calculation of the FE for plants dispatched not centrally, applying monthly average and daily average flows for different intervals of the historical series and comparing with the FE granted at the National Electric Energy Agency (NEEA). First, it was found that of the evaluated SHPPs, regardless of the interval of the historical series in which the methodology was applied, in most of the sample it was not possible to obtain a FE calculated above the FE granted. Still, to a large extent, when average daily flows were used, the FE value was lower. With this work, it was possible to observe how the hydrological crisis has an impact on the magnitude of FE. In addition, it was evidenced that adopting a FE value that takes into account the entire historical series can lead to granting a FE greater than the SHPP is able to meet, since a tendency of decreasing water availability can be masked by older years from the series.

Keywords: Firme Energy; Electric Power Generation.

1. INTRODUÇÃO

A busca pelas necessidades básicas e pela melhoria da qualidade de vida das pessoas está concatenado com o uso da energia em suas diversas formas (MENDES; STHEL, 2018). A forma mais utilizada na atualidade é a energia elétrica. Uma das facilidades proporcionadas por ela é a conversão direta em outros tipos de energia. Há também a facilidade de transporte de

energia, chegando aos usuários por meio de uma ampla rede de distribuição (FARIAS; SELLITTO, 2011).

A geração de energia elétrica pode ser comprometida por crises e elas acontecem por diversas razões. Pode-se citar entre essas razões os mercados de energia não regulamentados, o aumento da demanda concomitantemente ao baixo investimento em eletricidade, a crise macroeconômica, os desastres e as secas (HUNT; STILPEN; FREITAS, 2018).

Já ocorreram diversas crises no setor de energia brasileiro, de durações variáveis e atingindo regiões diferentes do país. Entre essas crises, pode-se citar as de 1924 a 1925, 1950 a 1957, 1963 a 1964, 1986 a 1988, 1995 a 1999, 2000 a 2001 e, mais recentemente, 2014 a 2015. A principal causa está relacionada com as condições climáticas e, uma vez que o Brasil tem em sua matriz elétrica dependência majoritária das hidroelétricas, a geração elétrica fica comprometida (HUNT *et. al.*, 2022).

Ainda que seja muito positivo o fato de que no Brasil a matriz elétrica tenha uma parcela significativa advinda de energias renováveis, a geração hidroelétrica, que é predominante na matriz, está sujeita às variações climáticas (MENDES; STHEL, 2018). Devido às incertezas referentes às condições climáticas, a geração elétrica a partir do recurso hídrico fica vulnerável e se tem uma maior dificuldade de previsibilidade (MELO *et. al.*, 2019).

O planejamento energético é pautado nas demandas de energia, que leva em consideração aspectos ambientais, sociais, econômicos e políticos, e na disponibilidade de recursos – renováveis e não renováveis –, que vão gerar energia (TIEPOLO *et. al.*, 2012).

Logo, é de muita valia analisar os impactos da crise hidrológica na geração de energia elétrica, no qual está incluso o levantamento da disponibilidade do recurso hídrico. Particularmente, o presente estudo se dedica na análise desse impacto em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) a partir da avaliação do montante de Garantia Física (GF).

Tendo em vista a sua participação mercado de realocação de energia, MRE, e por ela ser uma fonte de geração não despachada centralizadamente, o

montante da energia gerada pelas PCHs em todo território nacional torna-se muito importante para a garantia do suprimento de energia elétrica no mercado nacional.

Entretanto, devido ao procedimento de se utilizar como base de cálculo da garantia física as séries de vazões médias mensais, na prática, a energia média gerada por várias PCHs têm, muitas vezes, se distanciado muito da garantia física contratada. Esse fato tem sido objeto de discussões entre os agentes reguladores e as associações que representam o setor de PCH.

O presente estudo foi feito em uma amostra de nove PCHs, localizadas em diferentes bacias hidrográficas, nas quais é evidenciada estas ocorrências de diferença entre a energia contratada e a energia gerada e as respectivas magnitudes. No final, discute-se as razões que levam à estas diferenças.

2. METODOLOGIA

As centrais hidrelétricas são comumente classificadas conforme a sua capacidade instalada, sendo as Centrais Geradores Hidrelétricas (CGHs) aquelas com potências de até 3 MW, as Usinas Hidrelétricas (UHEs) aquelas com potências acima de 30 MW e as PCHs, objeto de estudo desse artigo, para potências entre 3 MW e 30 MW (SILVA *et. al.*, 2016).

Para o cálculo da GF das PCHs é necessário dispor de uma série de vazões para o local de estudo. Uma equipe de trabalho realizou os estudos de hidrologia para obtenção dessa série aplicando os seguintes passos:

- Localização e características gerais (curso d'água, bacia, sub-bacia, coordenadas e zona);
- Cálculo da área de drenagem (delimitação por imagem de satélite e cartas topográficas);
- Seleção das estações pluviométricas através da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) e do posto base de referência;

- Obtenção da série histórica mensal do posto base e devidos tratamentos no preenchimento de falhas;
- Obtenção da série de vazões médias diárias e mensais para o local da PCH em estudo com base no fator de transposição.

As PCHs de pequeno porte não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema têm sua GF calculada pela portaria MME n°463 de 3 de dezembro de 2009 (VASCONCELLOS, 2016), cuja equação é expressa nos seguintes termos:

$$GF_E = \left[\sum_{i=1}^{m} Min((Q_i - (Q_r + Q_c)) \cdot 9{,}81 \cdot (H_b - \Delta h_{Total}) \cdot \eta_{tg}; P\right] \cdot (1 - Perdas_{con}) \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \cdot \frac{1}{m \cdot 1000} - C_{int}$$

Onde:

GF_E (MWmédio): montante de garantia física de energia;

i : 1,2,...,m;

m: quantidade de meses considerado na série histórica de vazões;

Q_i (m³/s): vazão média do mês i;

Q_r (m³/s): vazão remanescente;

Q_c (m³/s): vazão de usos consultivos;

H_b (m): queda bruta nominal;

Δh_{Total} (m): perdas hidráulicas nominais;

η_{tg} : rendimento do grupo gerador;

$TEIF$: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP: Indisponibilidade Programada;

C_{int} (MWmédio): consumo interno;

P: (kW): Potência instalada.

Conforme analisado por Tiago Filho *et. al.* (2016), o uso de vazões médias diárias para o cálculo da GF é o que mais se aproxima da base horária na qual é obtida a geração do empreendimento. A GF quando se aplica as vazões médias mensais é influenciada pelas vazões elevadas e, principalmente, pelas vazões mínimas (um mês com vazão média menor que o engolimento mínimo da turbina pode ser considerado sem geração enquanto, na verdade, seriam alguns dias sem geração).

Calculou-se a GF de seis maneiras diferentes, diferenciando-se pela extensão da série histórica (completa, últimos 15 anos e últimos 10 anos de dados) e pelo tipo de vazão (médias mensal e diária). Foi definida uma nomenclatura conforme a seguir:

- GF-1: Garantia Física calculada para a série histórica completa aplicando vazões médias mensais;
- GF-2: Garantia Física calculada somente com os últimos 15 anos da série histórica aplicando vazões médias mensais;
- GF-3: Garantia Física calculada somente com os últimos 10 anos da série histórica aplicando vazões médias mensais;
- GF-4: Garantia Física calculada para a série histórica completa aplicando vazões médias diárias;
- GF-5: Garantia Física calculada somente com os últimos 15 anos da série histórica aplicando vazões médias diárias;
- GF-6: Garantia Física calculada somente com os últimos 10 anos da série histórica aplicando vazões médias diárias;

A vazão de projeto, referente à potência instalada, não necessariamente é a vazão nominal. Como a ficha técnica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) informa a potência nominal, foi usado um conjunto de equações para se determinar a vazão de projeto a ser considerada no cálculo da GF e o respectivo rendimento baseado em curva típica de turbinas Francis.

$$P_{instalada} = 9{,}81 \cdot H_l \cdot \eta_T(\%Q_N) \cdot \eta_G \cdot Q_P(\%Q_N)$$

$$\frac{\eta_T}{\eta_{máx}} = -0{,}2608\left(\%Q_N\right)^3 + 0{,}1217\left(\%Q_N\right)^2 + 0{,}4974\left(\%Q_N\right) + 0{,}6414$$

$$Q_P = n \cdot Q_N \cdot (\%Q_N)$$

Onde:

$P_{instalada}$ (kW): Potência instalada;

H_l (m): queda líquida;

η_T : rendimento da turbina;

η_G : rendimento do gerador;

$\eta_{máx}$: rendimento máximo da turbina;

Q_P (m³/s): vazão de projeto;

Q_N (m³/s): vazão nominal unitária da turbina.

Para o presente estudo foram avaliadas 9 PCHs no total, das quais se obteve a ficha técnica com as informações básicas da central. Quanto à GF outorgada, foi extraído do próprio Sistema de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL, 2022).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 1, a Figura 2 e a Figura 3 trazem o resultado da GF calculada comparando com a GF outorgada na ANEEL. A Tabela 1 apresenta a mesma comparação, porém, em termos percentuais a fim de elucidar os resultados obtidos.

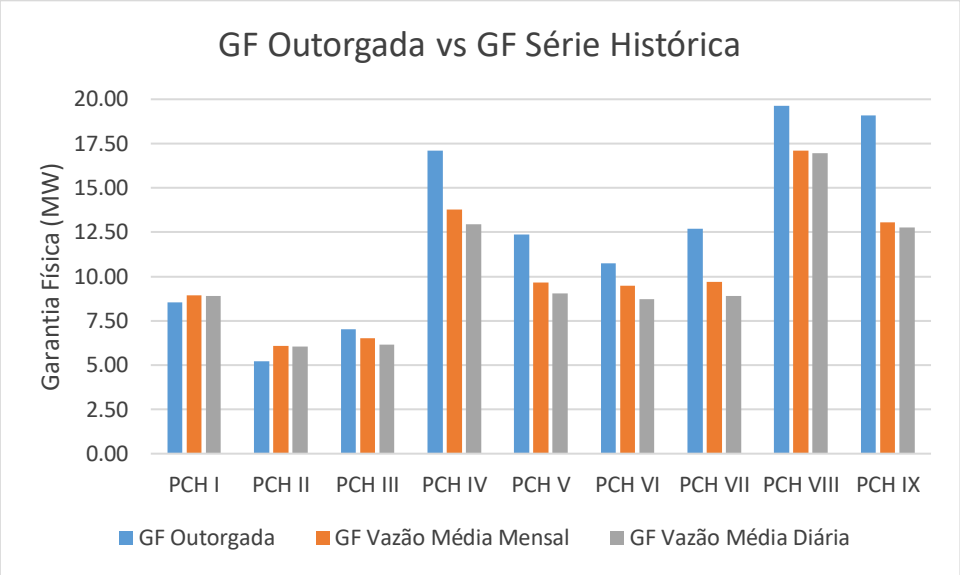


Figura 1 – Comparação GF Outorgada e GF Calculada para a série histórica

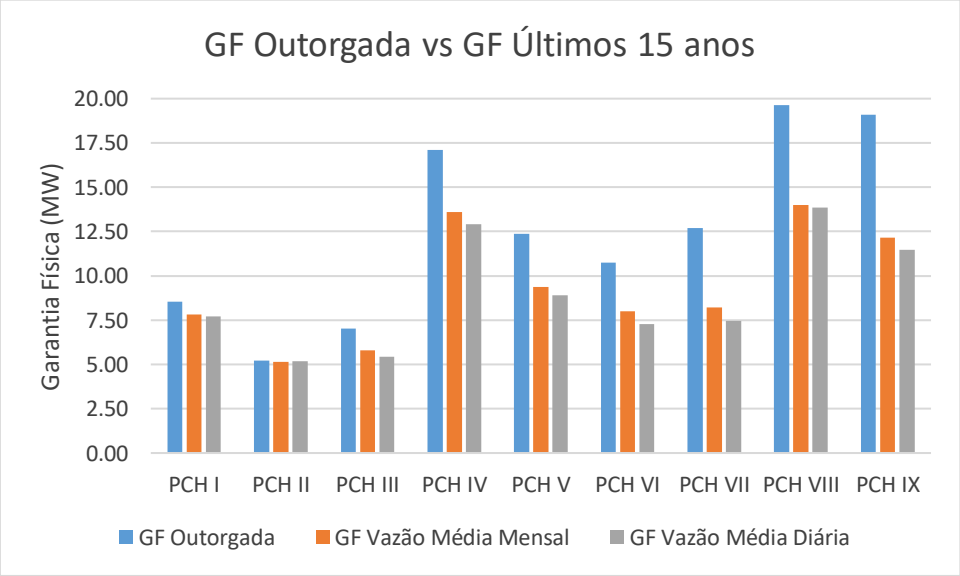


Figura 2 – Comparação GF Outorgada e GF Calculada para os últimos 15 anos

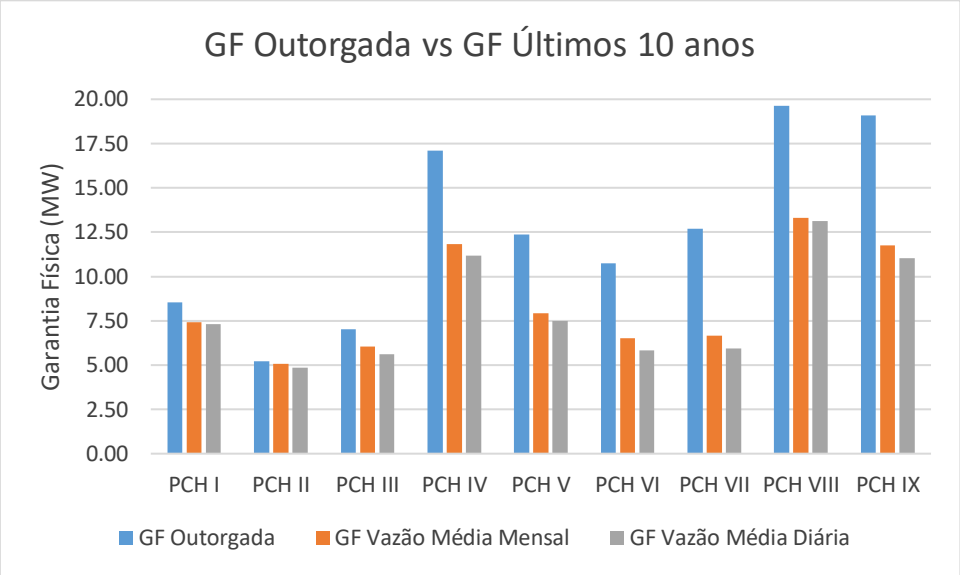


Figura 3 – Comparação GF Outorgada e GF Calculada para os últimos 10 anos

Tabela 1 – Diferença percentual entre a GF Outorgada e as GFs calculadas.

PCH's	Série Histórica	GF-1	GF-2	GF-3	GF-4	GF-5	GF-6
PCH I	jan/1977 a jun/2021	4,47%	-8,65%	-13,10%	3,82%	-9,82%	-14,62%
PCH II	jan/1977 a jun/2021	14,45%	-0,96%	-2,50%	13,74%	-0,58%	-6,53%
PCH III	out/1974 a mai/2020	-7,26%	-17,66%	-14,10%	-12,25%	-22,79%	-20,09%
PCH IV	jun/1969 a dez/2019	-19,37%	-20,42%	-30,72%	-24,17%	-24,34%	-34,64%
PCH V	jun/1969 a dez/2019	-22,07%	-24,33%	-35,81%	-27,00%	-27,89%	-39,37%
PCH VI	set/1930 a mar/2021	-12,00%	-25,49%	-39,35%	-18,88%	-32,19%	-45,67%
PCH VII	set/1930 a mar/2021	-23,84%	-35,41%	-47,60%	-29,90%	-41,46%	-53,19%
PCH VIII	abr/1976 a set/2020	-12,79%	-28,64%	-32,16%	-13,66%	-29,46%	-33,18%
PCH IX	abr/1976 a set/2020	-31,50%	-36,27%	-38,47%	-33,18%	-39,94%	-42,19%

Primeiramente, é possível observar que a GF calculada foi majoritariamente menor do que a GF Outorgada junto a ANEEL, com exceção da GF-1 da PCH I e da PCH II.

Das PCHs avaliadas, o único caso em que a GF calculada para vazões médias diárias foi superior ao resultado da GF calculada para vazões médias mensais foi da PCH II, quando calculado a GF para os últimos 15 anos da série histórica. Este fato evidencia o risco de não atender o fornecimento de energia caso se tome como referência as vazões médias mensais nos cálculos.

Ao analisar as vazões calculadas para os últimos 15 anos da série histórica e para os últimos 10 anos da série histórica, percebe-se que a GF é menor quando se considera uma série mais recente, com exceção da PCH III. Esse resultado mostra, ainda que seja uma amostra, uma tendência de diminuição da disponibilidade hídrica.

Complementarmente, ficou evidenciado que adotar um valor de GF que leva em consideração toda a série histórica pode induzir a se outorgar uma GF maior do que a PCH é capaz de atender. Isso porque a GF calculada para a série histórica inteira pode mascarar períodos de indisponibilidade hídrica.

4. CONCLUSÃO

No caso da amostra analisada, os resultados apresentam que as garantias físicas contratadas estão, na maioria dos casos, superdimensionadas e que, se fosse calculada tendo como base as séries de vazões diárias, elas estariam com uma menor magnitude se comparada com as calculadas pela série de vazões médias mensais.

Quando a avaliação da GF é feita considerando os anos mais recentes da série histórica de vazões, o resultado é uma GF menor do que considerando a série completa, uma vez que que a indisponibilidade hídrica que vem ocorrendo e, em particular, a crise hídrica ocorrida em 2014 e 2015, são incorporadas no cálculo e tem um maior peso já devido a considerar um intervalo de vazões mais enxuto.

Em se tratando de energia elétrica, que é uma energia da qual o homem tem estado cada vez mais dependente, é relevante que se haja uma atenção no cálculo da GF a fim de uma melhor previsão da energia que realmente vai ser gerada e, consequentemente, disponibilizada aos consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 17 mai. 2022.

FARIAS, L. M.; SELLITTO, M. A. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. Revista Liberato, Nova Hamburgo, v. 12, n. 17, p. 01-16, Jan./Jun. 2011.

HUNT, J. D. *et. al.* Energy crisis in brazil: Impact of hydropower reservoir level on the river flow. Energy, [s.l.], v.239, [s.n.], 121927, Jan. 2022.

HUNT, J. D.; STILPEN, D.; FREITAS, M. A. V. A review of the causes, impacts and soluctions for electricity supply crises in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 88, [s.n.], p. 208-222, Mai. 2018.

MELO, L. B. *et. al*. Impacts of the hydrological potential change on the energy matrix of the Brazilian State of Minas Gerais: A case study. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 110, [s.n.], p. 415-422, Ago. 2019.

MENDES, L. F. R.; STHEL, M. S. Analysis of the hydrological cycle and its impacts on the sustainability of the electric matrix in the state of Rio de Janeiro/Brazil. Energy Strategy Reviews, [s.l.], v. 22, [s.n.], p. 119-126, Nov. 2018.

SILVA, J. M. *et. al*. Correlação entre o índice padronizado de precipitação e geração de centrais hidrelétricas d epequeno porte. Revista Brasileira de Energias Renováveis, [s.l.], v. 5, n. 3, p. 317-329, 2016.

VASCONCELLOS, B. T. C. Análise da garantia física das usinas hidrelétricas despachadas não centralizadamente e do potencial de complementação híbrido. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018.

TIAGO FILHO, G. L. *et. al*. Análise da atual metodologia de cálculo e da revisão da garantia física de centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente no Sistema interligado nacional. PCH NOTÍCIAS & SHP NEWS, Itajubá, v. 70, n. 3, p. 17-21, Set. 2016.

ANÁLISE DO IMPACTO DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO

Olga Moraes Toledo[1]; Felippe Melo Campos[1]; Danielly Norberto Araújo[1]; Lucas do Espírito Santo Fernandes[1]; Ana Tereza Andrade Borba[1]

[1]SENAI CIMATEC

RESUMO

No Brasil, o conceito de Geração Distribuída foi introduzido em 2012 a partir da resolução normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482, que normatizou o sistema de compensação de energia para micro e minigeração a partir de fontes renováveis. Já em 2022, visando garantir maior segurança jurídica para os atores envolvidos no setor, o marco legal da GD foi estabelecido via Lei 14.300, de modo que algumas mudanças foram ocasionadas e influenciam diretamente na viabilidade econômica de projetos de GD Fotovoltaica (GDFV). Por isso, analisar os impactos desta Lei na viabilidade econômica de projetos de GDFV se faz necessário para futuros prossumidores do setor de energia limpa. Nesse sentido, o objetivo deste estudo é analisar o impacto do Marco Legal na viabilidade econômica de projeto GDFV antes, durante e após a vigência da Lei (cenários 1, 2 e 3, respectivamente) a partir de indicadores de potencial de economia e *payback* de sistemas FV. Para isso, foram dimensionados dois sistemas FV, com e sem o custo de disponibilidade considerado, para atendimento de um consumidor residencial de consumo médio mensal de 300 kWh na Bahia. Os resultados evidenciam que, sob as condições estudadas, o Marco Legal não apresenta incentivo para a inserção da GDFV para consumidores residenciais na Bahia por aumentar o *payback* e diminuir o potencial de economia tanto para sistemas idealmente dimensionados quanto para sistemas subdimensionados.

Palavras-chave: Energia renovável; Energia solar; Geração Distribuída; Consumidores residenciais.

ABSTRACT

In Brazil, the normative resolution of the National Electric Energy Agency (ANEEL) nº 482 establish the DG concept in 2012, which standardized the energy compensation system for micro and mini generation from renewable sources. In 2022, to ensure greater legal certainty for the actors involved in the sector, the DG legal framework is the Federal Law 14,300. The legal framework introduced some changes, which can directly influence the economic viability of projects to implement photovoltaic distributed generation (PVDG). Therefore, analyzing the impacts of this legal framework on the economic viability of PVDG projects is necessary for future prosumers in the clean energy sector. This study aims to analyze the impact of the Legal Framework on the PVDG economic viability by the potential savings and payback indicators for photovoltaic (PV) systems before, during, and after the legal framework. The work used data from a residence with average electricity consumption of 300 kWh to design a PVDG system. For the simulation, this study used three scenarios of insertion periods: before, transition, and after the validity of the Legal Framework, as scenarios 1, 2, and 3. Therefore, under the conditions studied, the Legal Framework does not present an incentive for the insertion of PVDG in Brazil for residential consumers. It increases the payback and reduces the savings potential for both systems.

Keywords: Renewable energy; Solar Energy; Distributed Generation; Residential consumers.

1. INTRODUÇÃO

A sustentabilidade apresenta-se atualmente como um fator de preocupação em todo o mundo e, por sua vez, também influencia na transição energética. Baseado nisso, a geração de energia a partir de métodos mais eficientes e menos poluentes tem sido amplamente incentivada no Brasil e no mundo (BORGES, 2017), de modo que a geração de energia elétrica a partir da fonte solar tem se destacado (EPE, 2018).

Isso se deve às características dos sistemas FV, que auxiliam os sistemas elétricos a se tornarem mais descarbonizados, descentralizados e digitalizados

(SILVESTRE et al., 2018). Como resultado, uma quebra de paradigma global do setor elétrico vem ocorrendo: a geração de energia, antes exclusivamente centralizada em usinas de maior porte, passou a dividir espaço com sistemas elétricos descentralizados de GD (IEA, 2021).

No Brasil, o conceito de GD foi introduzido em 2012 a partir da resolução normativa da ANEEL nº 482, mas só em 2022 um Marco Legal foi instituído. Nesse sentido, o Marco Legal da GD tem como objetivo garantir a continuidade do crescimento do setor no País, de modo que algumas mudanças relativas aos créditos gerados pela inserção FV na rede elétrica aos consumidores foram ocasionadas.

Consequentemente a viabilidade econômica destes sistemas também se vê alterada por esta aprovação e desta forma, o entendimento dos impactos da Lei 14.300 se faz imprescindível. Por isso, este estudo tem o objetivo de explicitar as principais mudanças ocorridas com a aprovação da lei e avaliar os impactos na viabilidade econômica de projetos de GDFV para futuros prossumidores do setor de energia limpa.

Este estudo faz análise do impacto do Marco Legal na viabilidade econômica de projeto GDFV comparando os indicadores de potencial de economia e *payback* para os sistemas fotovoltaicos (FV) nos períodos anterior, transição e posterior à vigência do Marco Legal.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No Brasil, o conceito de GD foi introduzida em 2012 a partir da REN da ANEEL nº 482, que regulamentou o sistema de compensação de energia para micro e minigeração a partir de fontes renováveis. Em 2015, a resolução nº 482 foi revisada e por isso, entrou em vigor a resolução nº 687 com novas regras e considerações (ANEEL, 2020; LEHNEN, 2019). A ANEEL realizou também a abertura da consulta pública da Resolução Normativa nº 482/2012 em 2019, de modo que fosse realizado aperfeiçoamentos no modelo do sistema de compensação de créditos na GD. As alterações tiveram como objetivo equilibrar

os custos referentes ao uso da rede de distribuição e os encargos pelos consumidores que possuem GD (ANEEL, 2020).

Já em 2022, visando garantir maior segurança jurídica para os atores envolvidos no setor, o marco legal da GD foi estabelecido via Lei 14.300. Além desta segurança, a aprovação da Lei garante ao setor energético brasileiro a consolidação da compensação de energia elétrica na conta de energia a partir de sistemas de micro ou minigeração distribuída e uma impulsão à transição energética e seus aspectos como descarbonização, descentralização, inovações tecnológicas e digitalização (ALDO, 2022).

Para os sistemas de MMGD, que eram antes regidos pela REN nº 482, a aprovação e sanção da Lei 14.300 ocasionou algumas mudanças em diversos aspectos. As principais são apresentadas na Tabela 1 e representam os pontos de atenção da nova regulamentação.

Tabela 1 – Principais diferenças da Resolução Normativa 482 para a Lei 14.300

REN 482/2012	**Lei 14.300/2022**
Custo de disponibilidade: cobrado independentemente da geração, por isso ocorre de ser cobrado em duplicidade.	Abatimento do consumo pela geração e não pagará por disponibilidade.
Minigeração limitada em 5 MW.	Minigeração limitada em 3 MW - não despacháveis e 5 MW para despacháveis
Bandeiras tarifárias sobre a energia excedente usada para compensar o consumo.	Bandeiras tarifárias incidirão somente sobre o consumo a ser faturado.
Utilização da energia gerada pelos prossumidores.	Possibilidade de compra da energia injetada na rede pelas distribuidoras, porém dependente de regulamentação complementar.
Compensação de energia 1:1.	Pagamento com aumento gradativo da TUSD Fio B para acessantes após a entrada em vigência da lei.
Serviços ancilares não constavam.	Concessionária poderá contratar serviços ancilares junto à microgeradores e minigeradores distribuídos, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração destes serviços.

Adaptado de: PIOVESAN, 2021 e CANALSOLAR, 2022a.

A partir da percepção destas diferenças de um regime regulamentar para o outro, é considerável que haja impactos na viabilidade econômica de projetos GDFV e por isso, alguns destes pontos tratados acima devem ser colocados em foco, pois são os principais aspectos que contribuem na alteração de parâmetros econômicos de análise de viabilidade (GREENER, 2022). Entre estas considerações, as principais são: custo de disponibilidade e sua alteração pela Lei, e a taxação gradual da componente tarifária TUSD Fio B sobre a energia compensada pela residência (CANALSOLAR, 2022b).

3. METODOLOGIA

Para o desenvolvimento do estudo utilizou-se dados reais do consumo de energia elétrica de uma residência no interior da Bahia. Para esta residência, o consumo médio mensal é de 300 kWh/mês e o parâmetro de irradiância solar do local de 5,10 kWh/m2.dia (CRESEB, 2022). Desta forma, foram dimensionados dois sistemas GDFV. Um deles com capacidade instalada de 2 kWp, referente à geração própria suficiente para compensar todo o consumo de energia da residência. O outro sistema de 1,5 kWp, considera o custo de disponibilidade, ou consumo mínimo, necessário para também analisar o comportamento de um sistema subdimensionado sob os cenários previstos.

Para a simulação dos períodos de geração e consumo de energia, foram obtidos os dados numéricos da geração diária por hora no software HOMER Pro e confrontados com o consumo médio diário por hora. A partir disso, foram plotadas as curvas para analisar os períodos sem geração FV, período de simultaneidade e injeção na rede.

Para analisar a viabilidade econômica de cada sistema proposto, foram criados cenários a fim de simular contas de energia elétrica do consumidor e, desta forma, obter o potencial de economia anual a partir da data de implantação do sistema e consequentemente o *payback*. Os cenários contemplam a inserção do sistema GDFV em diferentes períodos, a saber: a) antes da entrada em vigência da lei (cenário 1); b) no período de transição previsto na lei, equivalente

aos anos de 2023 a 2028 (cenário 2); c) vigência da lei em sua integralidade (cenário 3), como mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 – Percentuais da tarifação da TUSD Fio B para cada Cenário

Anos	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Cenário 1	0%							
Cenário 2		15%	30%	45%	60%	75%	90%	
Cenário 3								100%

Para o sistema de 2,0 kWp, em função da compensação total do consumo da carga, as faturas mensais são compostas pelo custo de disponibilidade para o cenário 1, e a tarifação da TUSD para os demais cenários (2 e 3). Para o sistema de 1,5 kWp, o valor faturado mensal para o cenário 1 é o consumo da carga e para os demais este valor acrescido da tarifação da TUSD (2 e 3).

A partir dos valores simulados de cada conta de energia mensal antes e depois da inserção de cada sistema FV, calcula-se o potencial de economia. Como o sistema de compensação da energia injetada na rede será modificada pela Lei 14.300, as considerações feitas pelo estudo são sobre o custo de disponibilidade e a taxação gradual e completa da TUSD Fio B, mudanças estas que irão incidir diretamente sobre a viabilidade econômica dos sistemas FV.

O sistema de 2,0 kWp tem um valor de instalação estipulado em R$ 12.340,00 e custos de operação e manutenção de R$ 74,76/ano (GREENER, 2021). Já o sistema de 1,5 kWp apresenta um valor de instalação estipulado em R$ 10.545,00 e custos de operação e manutenção de R$ 74,76/ano (GREENER, 2021). Para as estimativas de tempo de retorno do investimento foi utilizado o cálculo de *payback* simples.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Análise de curvas de consumo e geração diários

Como citado anteriormente, para entender como os sistemas FV se comportam durante o dia e interagem com a carga residencial, foram plotadas e

confrontadas as curvas respectivas de geração e consumo diário por hora do dia. A partir disso, compreende-se o fator de simultaneidade e os períodos de geração considerando as quantias injetada na rede e compensada fora do momento de geração. Os resultados elétricos para cada sistema FV estão explicitados no balanço apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados elétricos para os Sistemas FV

Resultados	Planta 2,0kWp (kWh/mês)	Planta 1,5kWp (kWh/mês)
Geração FV total	305,85	217,50
Consumo da Carga (fator de simultaneidade)	124,40	124,40
Injeção na Rede	181,41	93,10
Consumo Bruto da Rede (0:00- 6:00 e 16:00-23:00)	178,98	178,98
Consumo Líquido (Consumo bruto - Compensação)	0,00	85,92

O sistema de 2,0 kWp foi dimensionado para compensar todo o consumo da carga então os valores de consumo de energia e injeção na rede correspondem entre si. Assim toda a energia consumida pela carga foi gerada pelo sistema FV de 2,0 kWp, sendo este consumo instantâneo (Região B da Figura 1) ou fora do período de geração (Região A da Figura 1), porém utilizando a energia injetada na rede pelo sistema (Região C da Figura 1).

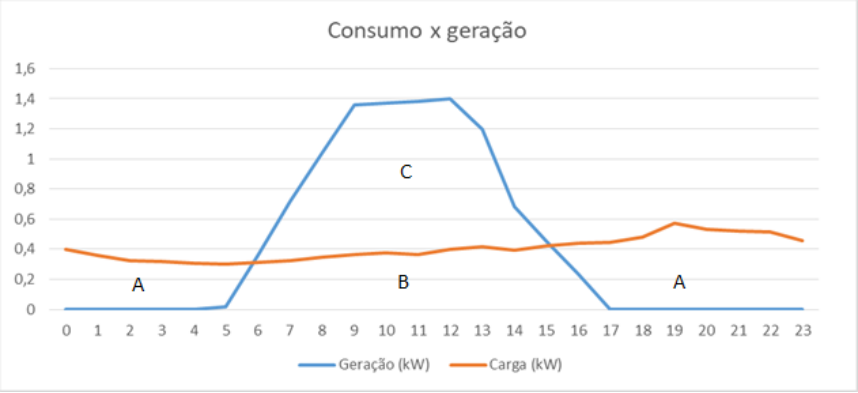


Figura 1 – Confronto de curvas de consumo e geração para o sistema de 2,0 kWp

O sistema de 1,5 kWp tem seu dimensionamento seguindo as regras atuais para sistemas FV com objetivo da manutenção do valor do consumo mínimo (custo de disponibilidade). Este sistema, por estar subdimensionado, não atende toda a carga, e resulta em um consumo líquido da rede diferente de zero, como mostra a Tabela 2. Para este sistema FV a energia gerada pela planta não é capaz de suprir toda a demanda, pois o que é injetado na rede (Região C da Figura 2) não é equivalente ao consumo nos horários em que não há geração FV (Região A da Figura 2).

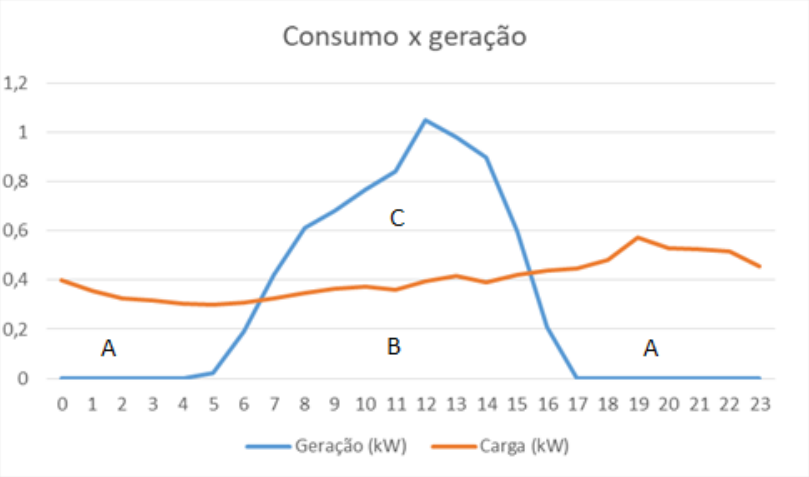


Figura 2 – Confronto de curvas de consumo e geração para o sistema de 1,5 kWp

4.2 Simulações das contas de energia elétrica

A partir dos resultados elétricos obtidos, foram analisados os dados mensais e, consequentemente, foi possível quantificar os valores das contas de energia para cada cenário estipulado considerando a inserção de cada sistema FV, como apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Simulação de Fatura Mensal de energia

Fatura mensal com sistema FV	Tarifação da TUSD – Fio B							
	Cenário 1	Cenário 2						Cenário 3
	0%	15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%
2,0 kWp (R$/mês)	44,50	7,38	14,77	22,15	29,54	36,92	44,30	49,23
1,5 kWp (R$/mês)	76,47	80,31	84,15	87,99	91,83	95,67	99,50	102,06

Em relação aos resultados obtidos, ressalta-se que para os dois casos estudados a fatura com a vigência do Marco Legal (cenário 3) apresenta-se maior do que a dos cenários 1 e 2.

4.3 Potenciais de economia e *payback*

A fatura de energia sem a GDFV em valores médios se apresenta na faixa dos R$ 267,00 mensais (R$ 3.204,00 no ano). Os valores do potencial de economia e do *payback* para cada caso/cenário foram calculados e os resultados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Potencial de Economia e *Payback* para cada caso/cenário

	GDFV 2,0 kWp		GDFV 1,5 kWp	
	Potencial de Economia (R$/ano)	*Payback* (anos)	Potencial de Economia (R$/ano)	*Payback* (anos)
Cenário 1	2.670,00	5,7	2.286,37	4,8
Cenário 2	De 3.115,39 a 2.760,96	5,3	De 2.240,30 a 2.009,95	5,1
Cenário 3	2.613,28	5,8	1.979,23	5,5

Assim, pode -se verificar que os potenciais de economia para o sistema de 2,0 kWp são maiores por ter a capacidade de geração maior com valores relativamente próximos quando comparados ao sistema de 1,5 kWp. Por isso,

vê-se o sistema de 2,0 kWp como o mais apropriado, já que pode-se obter uma maior economia com o sistema e tempo de retorno relativamente próximo.

5. CONCLUSÕES

Ao observar os resultados obtidos no estudo, percebe-se como a aprovação da Lei 14.300 influenciará na viabilidade econômica de projetos de GDFV, pois nos dois sistemas propostos, os parâmetros econômicos avaliados tendem à piora do cenário de inserção dos sistemas geradores de energia. Para o sistema dimensionado a fim de abater totalmente a conta, o cenário melhor para a inserção do sistema é durante o período de transição da taxação da TUSD Fio B, ou seja, se tornando prossumidor em 2023, ou seja, representa uma pequena janela de oportunidade. E para os sistemas subdimensionados, é mais vantajoso se tornar prossumidor antes de janeiro de 2023, por conta do direito adquirido o que manteria esta planta FV regida pela REN 687 até 2045.

Entende-se também ao avaliar os resultados encontrados para os paybacks de cada caso, que seria mais vantagem implantar um sistema de maior porte por compensar mais energia, reduzindo os custos anuais com um período de retorno do investimento muito próximo encontrado para sistemas menores, confirmando a ideia de que o marco legal da GD influencia na adoção de sistemas de maior capacidade instalada.

Por fim, vale ressaltar também a importância da regulamentação da utilização de sistemas de armazenamento de energia distribuídos, já que a inserção destes contribuiria diretamente na redução da taxação da TUSD Fio B para a GDFV o que reduziria os valores a serem custeados pelo prossumidor. A Lei 14.300 prevê a inserção destes sistemas, mas apenas quando for regulamentado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALDO, S. “Marco Legal da GD é aprovado na Câmara dos Deputados”. 2022. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/blog/marco-legal-da-gd-e-aprovado/>. Acesso em: 18 fev. 2022.

ANEEL, “Nota Técnica no 094/2020-SRG/ANEEL” 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tomadas-desubsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_participacaopublica_WAR_participaca>. Acesso em: 17 fev. 2022.

BORGES, C. H. V. Avaliação econômica de tarifação com a utilização de sistema fotovoltaico. Trabalho de Conclusão de curso - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

CANALSOLAR. “Entendendo a Tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300”. 2022b. Disponível em: < https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. Acesso em: 15 fev. 2022.

CANALSOLAR. “Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD”. 2022a. Disponível em: < https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd/>. Acesso em: 15 fev. 2022.

EPE, “Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies,” 2018.

GREENER. “Análise do Marco Legal da Geração Distribuída”. 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 15 fev. 2022.

GREENER. “Estudo Estratégico Geração Distribuída”. 2021. Disponível em: <https://greener.greener.com.br/estudo-gd-1s2021>. Acesso em: 15 fev. 2022.

IEA, “Renewables,” 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>. Acesso em: 23 fev. 2022.

LEHNEN, K. R. Estudo de Tarifas Horárias para Prosumidores Residenciais com Geração Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de curso de Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, 2019.

M. L. DI SILVESTRE, S. FAVUZZA, E. RIVA SANSEVERINO, AND G. ZIZZO, “How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 93, no. February, 2018.

PIOVESAN, E. “Câmara aprova marco legal dos micro e minigeradores de energia”. 2021. Disponível em: < https://www.camara.leg.br/noticias/796186-camara-aprova-marco-legal-dos-micro-e-minigeradores-de-energia/>. Acesso em: 18 fev. 2022.

ANÁLISE DO MODELO DE REAJUSTES E REVISÕES TARIFÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O SETOR INDUSTRIAL: ESTUDO DE CASO DO ESTADO DO CEARÁ

Cassio Tersandro de Castro Andrade[1]; Arthur Arruda Cipriano[1]

[1]*Universidade de Fortaleza*

RESUMO

Com o aumento recorrente dos preços das tarifas de energia elétrica no Brasil, o setor industrial, em especial, tem tido dificuldades em manter os preços dos seus produtos competitivos, já que as tarifas influenciam no custo da produção. Este trabalho propõe analisar o processo de reajuste dos preços das tarifas de energia elétrica e sua evolução ao longo dos últimos 20 anos. Analisando a evolução do setor elétrico brasileiro, são apresentados o mercado regulado e o mercado livre de energia, com suas características e opções de acesso ao consumidor. Em seguida, uma análise da variação dos preços médios das tarifas do consumidor industrial do estado do Ceará é apresentada e, por fim, são feitos comparativos com a variação da inflação para o período e com os preços das tarifas do mercado livre de energia. Neste estudo são apresentados dados que mostram o aumento dos preços das tarifas acima da inflação, bem como a melhor opção de contratação de energia para o consumidor industrial.

Palavras-chave: Tarifas de energia Elétrica; Revisão tarifária; Regulação.

ABSTRACT

With the recurring increase in electricity tariff prices in Brazil, the industrial sector, in particular, has had difficulties in keeping the prices of its products competitive, since tariffs influence the cost of production. This work proposes to analyze the process of readjusting the prices of electricity tariffs and its evolution over the last 20 years. Analyzing the evolution of the Brazilian electricity sector, the regulated market and the free energy market are presented, with their characteristics and options for consumer access. Then, an analysis of the variation of the average

prices of industrial consumer tariffs in the state of Ceará is presented and comparisons are made with the variation of inflation for the period and with the prices of tariffs in the free energy market. This study presents data that show the increase in tariff prices above inflation, as well as the best option for contracting energy for the industrial consumer.

Keywords: Electricity tariffs; Tariff review; Regulation

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica se tornou uma das *commodities* fundamentais para o desenvolvimento sociedade, sendo indispensável para todos os setores da economia. O valor desta *commoditie* (tarifa) se torna um parâmetro que pode influenciar no desenvolvimento da economia de um país. No Brasil, o mercado de eletricidade está dividido entre mercado regulado, atendido por distribuidores de energia elétrica e com valores de tarifas definidos segundo regulamentação definidas pela Agência Nacional de energia Elétrica (ANEEL), e o mercado livre, cujos agentes definem livremente suas tarifas, com uma pequena parcela ainda regulada (tarifas do uso do sistema de transmissão e de distribuição – TUSD e MUSD, respectivamente.

Nos últimos anos, tem se observado um aumento significativo do custo de energia elétrica, principalmente para o setor industrial, que detém uma parcela significativa (36%) (EPE, 2018) do consumo de eletricidade brasileira e, nesse contexto, este trabalho busca analisar o aumento do custo da energia elétrica no ambiente de contratação regulado para o consumidor industrial nos últimos anos, comparando esse aumento com índices de inflação e ainda verificando os impactos da parcela de tarifa que atinge o ambiente de contratação livre.

Para atingir o objetivo proposto, este trabalho apresenta a situação atual do mercado de energia elétrica no país, com ênfase no mercado regulado e apresenta um estudo de caso da tarifa para o setor industrial do estado do Ceará, analisando a evolução desse indicador nos últimos 20 anos e comparando-o com índices de inflação. Conclui-se que o atual modelo de reajustes e revisões

tarifárias em prática no país induzem a um aumento contínuo da tarifa de energia elétrica a um nível acima dos demais reajustes inflacionários.

2. DESENVOLVIMENTO

Através da Lei n°10.848, de 2004, foram instituídos dois ambientes de contratação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR, atuam as empresas distribuidoras, que compram energia das geradoras de forma regulada pelo Governo Federal. Dentre as modalidades de compra, os leilões são a principal forma de contratação. Assim, as empresas distribuidoras fornecem energia elétrica para os consumidores cativos, que são aqueles consumidores conectados diretamente à rede da distribuidora, que não podem escolher o fornecedor de energia e que pagam as tarifas reguladas pela ANEEL (NEVES, PAZZINI e NERY, 2012).

O ACL permite ao consumidor escolher seu fornecedor de energia. Com livre negociação de quantidades de energia (que deve ser de no mínimo 1 MW de Demanda), preços e prazos estabelecidos no contrato de compra e venda. Também há contratos de conexão de uso da rede elétrica das distribuidoras, usadas para o fornecimento (NEVES, PAZZINI e NERY, 2012).

2.1. Mercado Regulado de Energia

Destinado aos consumidores cativos, o mercado regulado de energia pertence ao ACR. A partir da energia produzida por centrais geradoras portadoras de outorga de comercialização no ACR, as distribuidoras de energia elétrica adquirem essa energia por meio de leilões e repassam para o consumidor final a um custo determinado através de tarifas reguladas.

2.1.1. Reajustes e Revisões tarifarias no Mercado Regulado

As Tarifas de Energia Elétrica aplicadas pelas distribuidoras nos consumidores cativo são reajustadas anualmente por meio de reajustes e revisões tarifárias, cujo processo é regulamentado pela ANEEL.

O reajuste ocorre em duas etapas: na primeira é definida a receita requerida pela distribuidora para operar o seu mercado; na segunda etapa é definido o mercado de referência e feita a abertura tarifária. O mercado de referência é definido pelo volume de energia elétrica e demanda de potência registrados no período de referência, que por sua vez é definido sempre como sendo os 12 últimos meses anteriores ao processo de reajuste. Todos os dados de consumo usados para a definição do mercado de referência são fornecidos pelo Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) (ANEEL, 2019b).

A Revisão tarifária ocorre de forma periódica a cada 4 anos e tem a função de tornar justa a tarifa repassada para os consumidores, além de incentivar maior eficiência e qualidade no serviço de distribuição de energia elétrica aos consumidores finais por parte da distribuidora. Se dá em duas etapas: O cálculo do Fator X e o Reposicionamento Tarifário (CARÇÃO, 2011).

2.2. Mercado Livre de Energia

É destinado a empresas e segmentos da indústria como alternativa para reduzir os custos com a energia elétrica, utilizando os excedentes da produção e permitindo baixar os preços, que são negociados livremente através de contratos entre as unidades consumidoras e os produtores de energia (ENEL, 2019).

Com o poder de escolher seu fornecedor de energia, o consumidor pode negociar prazos, preços e variações de preços, bem como serviços inerentes à comercialização. Assumindo os riscos dessas negociações, mas podendo ser atendido de forma individual. (AGUIAR,2008)

A Lei n° 9.648, de maio de 1998, estabeleceu dois grupos de consumidores capazes de ingressar no mercado livre. O primeiro grupo, chamados livres, são aqueles com carga maior ou igual a 1 MW. Fazem parte do segundo grupo, chamados especiais, as unidades consumidoras com demanda igual ou superior a 500 kW atendidos em qualquer tensão, com restrição de escolha de fornecedor para energia oriunda de usinas eólicas,

pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e sistemas de cogeração qualificada. (ABRACCEL, 2019).

Este consumidor assume os custos pelo uso da rede de distribuição através da aplicação da Tarifa TUSD, que também é aplicada aos consumidores cativos e segue a mesma regra de atualização definida anteriormente. Já os encargos de conexão são negociados entre a distribuidora e a unidade consumidora, que são usados para projeto, construção, custeio de equipamentos, manutenção e medição do ponto de conexão.

3. METODOLOGIA

3.1 A Tarifa do Consumidor Industrial do Estado do Ceará

Para dar início ao estudo, se faz necessário identificar o perfil do consumidor atendido em alta (A3) e média tensão (A4) do ACR do estado do Ceará, com a finalidade de se definir o consumidor padrão médio. A Tabela 1 mostra as médias de consumo e de demanda para as diferentes modalidades, postos tarifários e o número de consumidores registrados no ano de 2018.

Tabela 1 – Dados do consumidor padrão médio

Subgrupo	Modalidade	Nº de Consumidores	Posto	Média de Consumo (kWh)	Média de Demanda (kW)
A3 (69kV)	Azul	12	Ponta	392.724	1.814
			Fora dePonta	32.669	958
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	16	Ponta	54.676	209
			Fora dePonta	5.645	157
	Verde	1.780	Ponta	26.936	157

Os dados estatísticos recolhidos neste estudo foram no período de 1999 a 2018. Como as revisões e reajustes tarifários anuais feitos pela ANEEL modificam os valores das tarifas da ENEL CE no mês de abril, o mês de maio foi definido como mês de referência. Neste estudo não foram incluídos os impostos

incidentes sobre as tarifas. Os valores de tarifas usados nesse trabalho (TUSD e TE) são oriundos de resoluções homologatórias emitidas pela ANNEL (ANEEL, 2019).

3.2 Tarifa Média do ACR

Utilizando os dados do consumidor padrão médio A3 e A4 da Tabela 1 e os valores de TUSD e TE anuais, são definidos os preços médios das tarifas para cada subgrupo, modalidade e ano. Para obter o valor da Tarifa Média (TM) de cada subgrupo, é necessário calcular a Remuneração do Consumo (RC) e a Remuneração da Demanda (RD) de cada modalidade e posto tarifário desse subgrupo, com base no valor da TUSD e TE do respectivo ano. As expressões (5) e (6) representam o cálculo de RC e RD, respectivamente.

$$RC(n) = Cm(n)\ [(TUSD(n) + TE(n))/\ 1000] \quad (5)$$

$$RD(n) = Dm(n)\ (TUSD(n)) \quad (6)$$

Onde:
Cm é o consumo médio anual, em KWh; Dm é a demanda média anual, em KWh;
TUSD, em R$/MWh para consumo e R$/KWh para demanda;
TE, em R$/MWh; e
n é igual a p (ponta) ou fp (fora ponta).

Assim, o valor da tarifa média TM expressa em *R$/MWh* é encontrado usando a equação (7):

$$TM = [(RC(p) + RC(fp) + RD(p) + RD(fp)).1000]/(Cm(p) + Cm(fp)) \quad (7)$$

Para melhor analisar a evolução da tarifa média, o índice IPCA foi escolhido como fator de comparação, pois se adequa melhor a atividade

econômica de comercialização de energia, além de incluir em seu cálculo pesquisas no município de Fortaleza.

4. RESULTADOS

Com os dados coletados, foi analisado a evolução da tarifa de energia para os subgrupos A3 azul, A4 verde e A4 azul. O Figura 1 mostra esta evolução no período de referência.

Observa-se pelo Figura 1a que os processos de reajustes e revisões tarifárias elevam os preços de forma proporcional. A tarifa A3 azul teve aumento médio anual de 7,79% durante os últimos 20 anos, enquanto que a tarifa A4 azul e verde tiveram aumento médio anual de 8,07% e 7,33%, respectivamente.

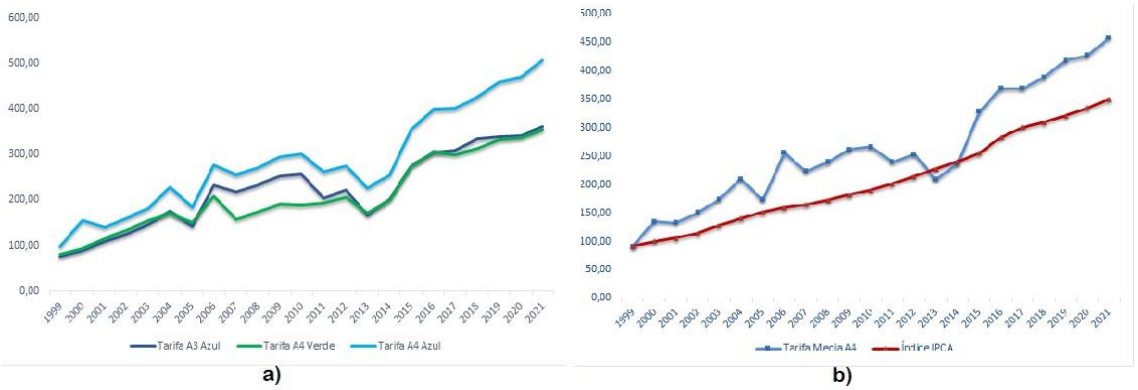


Figura 1 – a) Evolução da Tarifa Média (A3 e A4) e b) Evolução da TM e da TM(ipca) (A4 20 anos) em R$/MWh

4.1 Evolução com Correção do Índice IPCA

Para se aplicar o índice de inflação nas tarifas médias, o primeiro ano do período é usado como ponto de partida, ou seja, o valor da Tarifa Média (TM) e da Tarifa Média com IPCA (TM(ipca)) são iguais para o ano de 1999. A equação 8 representa o cálculo de TM(ipca).

$$TM(ipca)\ (n+1) = TM(n) \times (1 + i(n)\ /100) \qquad (8)$$

Onde:

i = ao índice de inflação para o ano correspondente, dado em valor percentual; e

n = ao ano.

Pela expressão (8) observa-se que o índice inflacionário é inserido sempre com base na TM(ipca) do ano anterior. Assim, os reajustes anuais são acumulados. Por essa razão, é importante separar períodos distintos, com anos iniciais diferentes, e analisar como se comporta a evolução tarifaria nos diferentes cenários.

Este estudo optou por analisar a evolução tarifaria em 3 períodos diferentes: para os 20 anos (1999 a 2019), para os últimos 10 anos (2009 a 2019) e para os últimos 5 anos (2014 a 2019). Os valores médios dos consumidores industriais A4 Azul e Verde foram agrupados em um valor médio A4.

A Figura 1b mostra a evolução da TM e da TM(ipca) para o cenário dos últimos 20 anos para o subgrupo A4.

Para melhor avaliar o efeito da evolução das tarifas em relação ao índice de inflação, utiliza-se o indicador denominado taxa da escalada da inflação (e) (ANDRADE, 2017), que representa a taxa média anual de variação da tarifa em comparação com o índice de inflação. A equação (9) representa o cálculo da taxa de escalada da energia.

$$e = \sqrt[a]{\frac{TMf}{TM(ipca)f}} \qquad (9)$$

Onde:

TMf = tarifa média do último ano;

TM(ipca)f = tarifa média com IPCA do último ano; e

a = número de anos do período em análise.

A tabela 2 mostra os valores de e encontrados para o período de 5, 10 e 20 dos consumidores A3 azul, A4 azul e A4verde.

Tabela 2 – Taxa de escalada *e*

Modalidade Tarifaria	Taxa de escalada e		
	5 Anos	10 Anos	20 Anos
A3 Azul	4,66%	-2,71%	1,25%
A4 Azul	6,08%	-1,23%	1,51%
A4 Verde	4,60%	-0,16%	0,82%

Verifica-se que, quando se considera os últimos 20 anos, todos os cenários analisados apresentaram evolução das tarifas acima da inflação, a exceção aparece na análise dos últimos 10 anos, onde ocorreu redução média abaixo da inflação em todos os cenários, esta exceção se explica por uma intervenção nos valores das tarifas exercida de forma discricionária pelo Governo Federal, reduzindo os valores no ano de 2013. Esta redução artificial provocou o aumento com valores médios de 5% a.a durante os últimos 5 anos (2015-2019). Todos os cenários analisados apresentaram o mesmo perfil de variação, com destaque para a tarifa do consumidor A4 Azul, que sofreu os maiores reajustes.

4.2 Análise para o Mercado Livre de Energia

Por fim, foram analisados os valores médios das tarifas que o consumidor livre paga para a distribuidora, TUSD de demanda e de consumo, comparando com os valores encontrados para o consumidor cativo. Vale lembrar que os consumidores do ACL negociam livremente o valor da energia através de contratos particulares de compra e venda, mas não deixam de pagar pelo uso do sistema de distribuição.

A tabela 3 fornece os dados das médias de consumo, demanda e o número de acessantes dos consumidores livres do subgrupo A4 para o ano de 2017. Os valores foram fornecidos pela ENEL-CE.

Tabela 3 – Dados de demanda e consumo (Consumidor Livre)

	Nº de Acessantes	Demanda (KW)	Consumo (KWh)
Consumidor Livre	171	1676	293.533

Para o cálculo do preço médio da tarifa anual para o consumidor livre e especial serão usados os mesmos valores de TUSD de demanda e TUSD de potência utilizados para o consumidor cativo A4 Azul do respectivo ano. O cálculo é semelhante ao dá tarifa média do consumidor cativo, sem usar os valores de TE. A equação (10) e (11) calculam o valor de RC e RD.

$$RC(n) = Cm(n)\ [(TUSD(n))]; \text{ com a tarifa em R\$/KWh} \quad (10)$$

$$RD(n) = Dm(n)\ (TUSD(n)) \quad (11)$$

4.3 Análise da Atratividade para mudança do ACR para o ACL

A Figura 6a mostra as diferenças entre as tarifas médias praticadas no mercado regulado e a TUSD média que o consumidor do mercado livre deve pagar à distribuidora local pelo uso do sistema. Essa diferença pode ser considerada como um limite de atratividade para a mudança do consumidor industrial do mercado cativo para o mercado livre. Observa-se que o valor limite de atratividade financeira está estável, para os últimos anos (2017 a 2019) com média de R$ 311,62 por MWh

A Figura 6b mostra uma perspectiva de preço de energia para o ACL feita pela Confederação Nacional da Industria (CNI, 2018) com base em valores reais de contratos de compra e venda, comparados com o limite de atratividade já mostrado na Figura 6. Os dados também mostram uma estabilidade relativa no preço do MWh negociado no ACL.

Com base nesses dados, conclui-se que o valor de negociação do MWh feito pelos contratos de compra e venda do ambiente livre devem tem uma faixa

tranquila de variação abaixo do limite de viabilidade, donde se constata um momento positivo para consumidor A4 Azul migrar para o ACL. A diferença atual projetada para os próximos 5 anos, mostra uma folga de quase 100% acima do custo projetado dos contratos. (R$311,62 - R$ 151,00 = R$ 160,00/ por MWh para 2023).

Figura 6 – a) Valor limite de atratividade financeira para consumidor livre e b) Projeção dos Preços do ACL (R$/MWh)

5. CONCLUSÕES

Os dados apresentados mostram que o modelo de reajuste tarifário em vigor no Brasil tende a elevar as tarifas em valores acima da inflação; a única exceção encontrada na análise dos últimos 20 anos de tarifas praticadas no consumidor industrial do estado do Ceará se referem ao período em que o governo federal atuou de forma discricionária nos preços da tarifas (representados na análise dos últimos 10 anos de tarifa), mas que logo após (últimos 5 anos), as tarifas praticadas recuperaram a sua tendência de aumentos acima da inflação, de forma ainda mais acentuada. Nos últimos 20 anos, verificou-se um aumento médio anual de cerca de 1,25% a.a. acima da inflação. Este trabalho apresenta um indicador (a taxa de escalada da energia (e)) que pode ser usado para medir as variações da acima em relação ao índice inflacionário.

Também foi verificado que o consumidor livre também é afetado pelos aumentos tarifários do mercado regulado, especificamente no valor da Tarifa do

Usos do Sistema de Distribuição, mas que ainda existe uma atratividade para aqueles que se encontram aptos para migrar do mercado cativo (ACR) para o mercado livre (ACL).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resoluções disponíveis em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/. Acesso em:15 abr. 2019.

Aguiar, Osmani de Souza. O Mercado Brasileiro de Energia Elétrica: Critérios de Decisão na Migração de Consumidores para o Ambiente de Contratação Livre. Dissertação (mestrado).UFPE-Recife,2008.Disponível em: https://repositorio.ufpe.br/bitstr eam/123456789/3965/1/arquivo3652_1.pdf. Acesso em: 13 mai.2019

Andrade, Cássio Tersandro. Uma Abordagem Determinística com Análise de Incerteza para a Viabilidade de Programas de Eficiência Energética. Tese (Doutorado).UFC,Fortaleza,2017.Disponivel em: http:// www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/29518. Acesso em: 15 jun. 2019

Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL). Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica. Brasilia: 2016. Disponível em: http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Ca rtilha_MercadoLivre_V9.pdf. Acesso em: 18 mai. 2019.

CARÇÃO, João Francisco de Castro. Tarifas de energia elétrica no Brasil. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da USP.São Paulo, 2011. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponivei s/3/3143/tde-

31102011121410/publico/Dissertacao_Joao_Francisco_de_C_Carcao.pdf. Acesso em: 20 fev. 2019.

ENEL. 2019. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-ceara/busca.html?search=mercado+de+energia. Acesso em: 15 mai. 2019

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão, MME. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf. Acesso em: 24 fev. 2019

Florezi, Guilherme. Consumidores Livres de Energia Elétrica Uma Visão Prática. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo. 2009. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-12082010-160912/publico/Dissertacao_Guilherme_Florezi.pdf . Acesso em: 10 mar. 2019.

Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE). Disponível em: https://www.fipe.org.br/pt-br/indices/ipc/. Acesso em: 05 jun. 2019

Neves, Evelina et al. Mercados e Regulação de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Interciência, 2012. 57-64 p. Disponível em: https://bv4.digitalpages.com.br/?from=&page=57&section=0#/legacy/51833. Acesso em: 7 mar. 2019.

SGT, Superintendência de Gestão Tarifária. ANNEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifas. Acesso em: 19 fev 2019.

ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM *CAR SHARING*

Marina dos Santos[1]; Bernardo Sorgatto[1]; Felipe Silva Barbosa[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

Atualmente, os veículos elétricos (VEs) são considerados os substitutos mais promitentes dos veículos à combustão. Além disso, a penetração de VEs na rede demonstrou ser uma tendência crescente, pois há projeções futuras do desenvolvimento de até 100 milhões de carros elétricos até 2030. Dessa forma, o objetivo deste trabalho consiste em analisar o perfil de tensão com a inserção de veículos elétricos no sistema de *car sharing* – modelo de negócios de compartilhamento de carros que propõe o aluguel de veículos – em uma rede de distribuição. A análise do estudo foi realizada com o *software* OpenDSS e definiu-se dois cenários temporais de simulações, o *Snapshot* e o *Daily*, sendo o primeiro em regime permanente e o segundo em relação a uma curva de carga diária. Outrossim, os cenários temporais foram divididos entre si em relação ao papel dos VEs na rede, como elementos de carga e como elementos de geração. Por fim, concluiu-se que a inserção de veículos elétricos em *car sharing* não afetou o perfil de tensão de forma prejudicial no estudo realizado.

Palavras-chave: Veículos elétricos; Car Sharing; Rede de distribuição; Perfil de tensão.

ABSTRACT

Nowadays, electric vehicles (EV) are considered the most promising option to replace combustion vehicles. In addition, the penetration of EVs in the network showed itself as an increasing global trend, as there are future projections for the development of up to 100 million electric cars by 2030. Therefore, the objective of this document is to analyze the voltage profile with the insertion of electric vehicles in the car sharing system, which is a car travel business model that

proposes easy rental of vehicles, in a distribution system. A simulation analysis was performed with the OpenDSS software two temporal simulation scenarios were executed, which are the Snapshot scenario and the Daily scenario, one in steady state and the other in relation to a daily load curve. Furthermore, the temporal scenarios were divided among themselves in relation to the role of EVs in the system, which could be as a charging or generation elements. In closing, the impact of the insertion of electric vehicles in the system was very subtle, as they did not affect the network enough to destabilize it.

Keywords: Electric vehicles; Car sharing; Power distribution grid; Voltage profile.

1. INTRODUÇÃO

Há uma preocupação relacionada à frota global de veículos elétricos (VEs), que está em constante crescimento nos últimos anos, e seus possíveis impactos na rede elétrica. Questiona-se se a infraestrutura elétrica está preparada para a grande inserção de VEs, haja vista que a substituição dos veículos a combustão tende a ser uma realidade inevitável. Com o aumento do consumo de energia originado da inserção de VEs na rede, é de se esperar que surjam picos de demanda durante determinados períodos do dia devido ao carregamento desses veículos. Entretanto, tal fenômeno poderia ser mitigado caso a implementação de VEs seja realizada de forma coordenada e bidirecional entre o veículo e a rede, instaurando a tecnologia de injeção de energia proveniente das baterias do veículo, chamada de *Vehicle to Grid* (V2G) (DENHOLM; SHORT, 2006; FARIA et al., 2014).

Dessa forma, alterações na infraestrutura deverão ser implementadas em decorrência do aumento de consumo de eletricidade, porém a inserção em grande escala de VEs também pode apresentar benefícios para a rede elétrica, como a regulação da tensão e a reserva de energia elétrica para auxiliar em distúrbios da rede, como possíveis flutuações de tensão (DENHOLM; SHORT, 2006).

O escopo do estudo realizado abrange a análise do impacto da implementação de VEs no sistema de compartilhamento de carros (*car sharing*)

em uma rede de distribuição teórica. Assim, realizou-se um levantamento de dados técnicos de VEs para modelar a demanda energética, também levando em consideração a reserva de energia que poderia ser fornecida por tais frotas quando conectadas à rede elétrica e seus possíveis impactos.

Para o Brasil promover e incentivar essa transição de veículos à combustão para VEs, estudos devem ser realizados para compreender o funcionamento dos veículos na rede e sua interação com a infraestrutura elétrica brasileira. A partir disso será possível traçar uma análise fundamentada dos efeitos da inserção destes veículos e, como consequência, iniciativas governamentais poderão ser fomentadas para estimular a adesão aos VEs.

2. METODOLOGIA

Foram estudados dois cenários distintos em relação à análise temporal, modo *Snapshot* e *Daily*, com o *software* OpenDSS. O modo *Snapshot* é uma análise instantânea e a simulação considera o regime permanente para gerar os resultados. Enquanto, a análise no modo *Daily* ocorre ao longo do tempo e, para tal, deve-se fornecer uma curva de cargas de referência. Para o estudo, utilizou-se como referência a curva de todas as classes consumidoras do subsistema da região Sul do Brasil no dia 04/10/2021 do banco de dados da ONS.

Além disso, analisou-se o papel do veículo no sistema, atuando tanto como elemento de carga, como elemento de geração, para analisar o impacto no perfil de tensão da rede com a atuação do V2G como mostra a Figura 1.

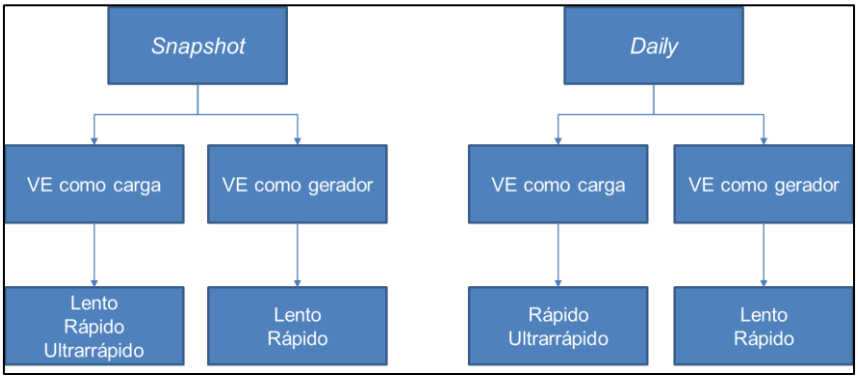


Figura 1 – Diagrama dos cenários simulados no OpenDSS

Decidiu-se por estudar o comportamento de veículos elétricos conectados à rede elétrica como elementos de geração devido à tecnologia V2G. Assim para auxiliar no gerenciamento de redes inteligentes, optou-se por estudar apenas o fornecimento de energia através do carregamento lento e rápido, uma vez que o ultrarrápido para esse caso não seria aplicável, visto que fornecer uma elevada potência ativa para a rede em um intervalo de 15 minutos não traria muitos benefícios para a estabilidade da rede de distribuição.

Adotou-se como premissa que uma estação de *car sharing* possuiria 5 carros e que simularia a inserção do serviço em um bairro, assim, optou-se por utilizar quatro estações distribuídas geograficamente pela rede.

2.1 Rede de distribuição adotada

A rede de distribuição escolhida foi a rede 13 barras do IEEE, porém para simplificação e adaptação do sistema teórico de 13 barras para uma rede de distribuição brasileira, adotaram-se algumas medidas já utilizadas por Balduino e Xavier (2017) e Carvalho (2014) em seus estudos de perfil de tensão. Por exemplo, todos os elementos conectados na rede foram adaptados para conexão trifásica para balancear o sistema. Além disso, três transformadores de conexão delta-estrela 13,8 kV foram adicionados para as estações de *car sharing* nas barras 646, 670 e 671 com a mesma especificação do transformador da barra 633, que foi reaproveitado para a quarta estação. Desta forma, o diagrama resultante da rede 13 barras adaptada está representado na **Error! Reference source not found.**.

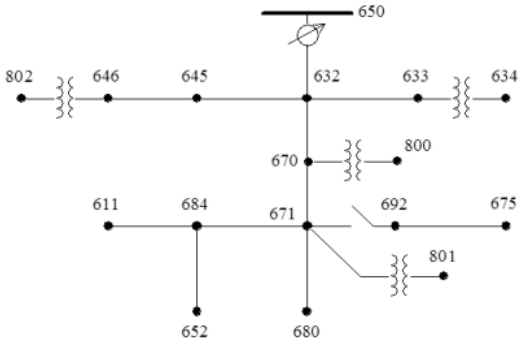


Figura 2 – Diagrama da rede 13 barras modificado

As premissas utilizadas para as especificações da bateria estão descritas na Tabela 1 e foram utilizadas para a estimativa da carga e descarga.

Tabela 1 – Especificações técnicas do elemento Storage

Propriedade	Valor	Unidade
Capacidade da bateria	52	kWh
Fases	3	-
Conexões	delta	-
Tensão	0.48	kV
Carga inicial das baterias	30	kWh

Fonte: RENAULT (2021)

2.2 Tipos de carregamento

Utilizou-se três modos de carregamento distintos para o estudo a partir da modificação da corrente de carregamento para refletir na potência consumida para cada cenário e, consequentemente, alterar o consumo energético das estações de *car sharing*.

Utilizou-se a equação $P = \sqrt{3} \times V \times I \times cos\emptyset$ para calcular as potências trifásicas para cada cenário de simulação. Em que, P, V, I e cosØ correspondem, respectivamente, à potência (W), tensão (V), corrente (A) e ao fator de potência.

Estimou-se o tempo de carregamento considerando 80% da capacidade máxima das baterias através da equação $t = \frac{C}{P} \times 0{,}8$, em que C corresponde à capacidade nominal da bateria em Wh e t corresponde ao tempo em h.

Para o modo de recarga lento, adotou-se a corrente de carregamento como 16 A e obteve-se uma potência de 13302 W e um tempo de carregamento total de 3 h e 10 minutos. No modo de recarga rápido, adotou-se a corrente de carregamento de 32 A e obteve-se 26604 W para um carregamento total em, aproximadamente, 1 h e 34 minutos. Já para o modo de recarga ultrarrápido, utilizou-se 250 A como corrente de carregamento e obteve-se 207846 W em, aproximadamente, 12 minutos para carregamento total das baterias.

Por fim, a premissa do carregamento linear para até 80% de carga da bateria foi adotada para simplificar a metodologia e a estimativa do tempo de recarga. Pois segundo Patrício (2018), o carregamento se torna lento nos 20% restantes da carga da bateria, uma vez que o veículo regula e limita o consumo de corrente elétrica para complementar a carga total de forma adequada (PATRÍCIO, 2018).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a análise *Snapshot*, foram gerados seis gráficos para realizar a análise comparativa, sendo um com os resultados do sistema como referência mostrado na Figura 3, três gráficos para cada tipo de carregamento considerando os VEs como cargas e dois considerando os carregamentos lento e rápido para utilizar os VEs como elementos geradores.

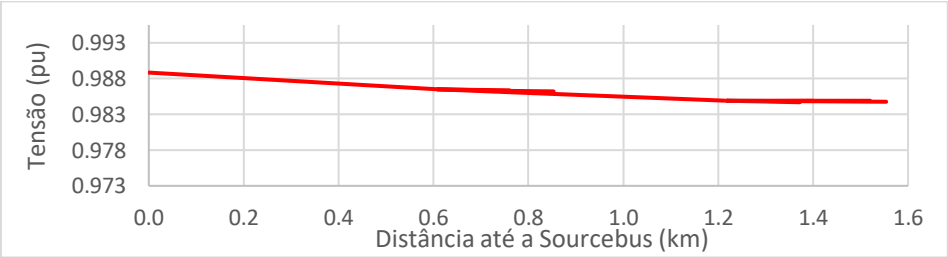


Figura 3 – Perfil de tensão do cenário de referência como carga

Já para a análise *Daily*, geraram-se apenas dois gráficos contendo as curvas dos carregamentos analisados, sendo um para VEs como elementos de carga e outro para elementos de geração.

3.1 Análise *Snapshot*

Os gráficos a seguir representam a queda de tensão na respectiva linha da rede de distribuição para cada tipo de carregamento e foi traçada uma linearização entre os pontos que representava a queda de tensão equivalente a determinado trecho da rede. Assim, os gráficos apresentam as linhas entre as barras e a subestação e as arestas representam as bifurcações da rede com a

queda de tensão nos barramentos de baixa tensão. Como a análise é realizada de forma instantânea, optou-se por adicionar os VEs em seu carregamento limite, uma vez que o objetivo da simulação *Snapshot* é visualizar a rede estressada ao máximo e verificar se os limites de tensão fornecida de acordo com a ANEEL são respeitados.

Seguem os resultados obtidos das simulações dos veículos elétricos como elementos de carga para os três tipos de carregamento analisados.

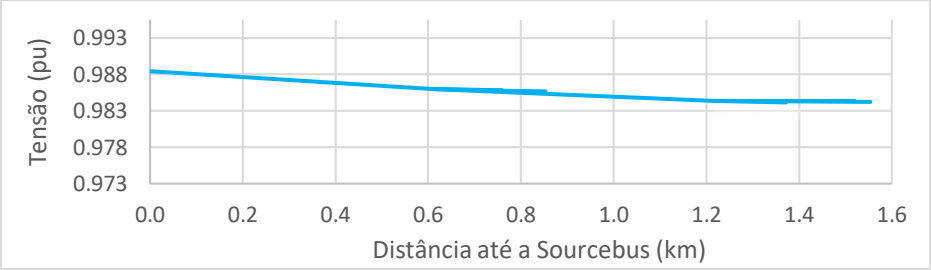


Figura 4 – Perfil de tensão do cenário de carregamento lento como carga

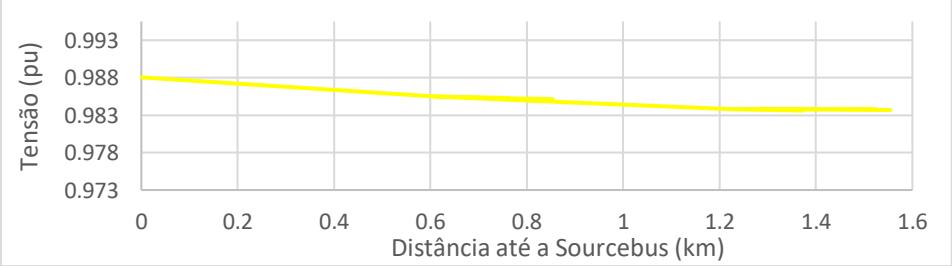


Figura 5 – Perfil de tensão do cenário de carregamento rápido como carga

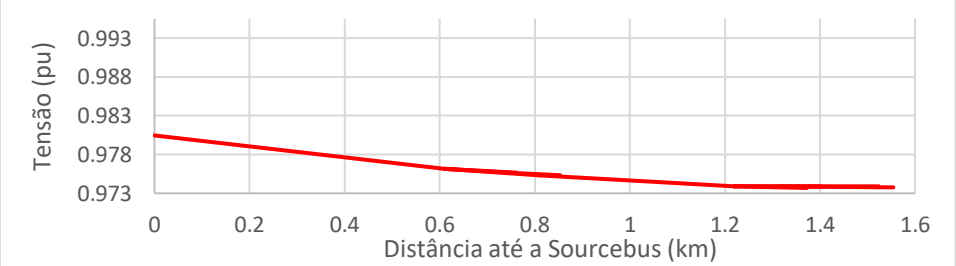


Figura 6 – Perfil de tensão do cenário de carregamento ultrarrápido como carga

No primeiro cenário houve uma pequena variação percentual média de aproximadamente 0,06% entre as barras. No carregamento rápido, observou-se uma diferença média maior em relação ao carregamento lento de aproximadamente 0,13%, o que corresponde ao dobro de potência necessária para esse tipo de carregamento. No terceiro cenário com o carregamento ultrarrápido, a variação percentual foi mais significativa com o valor médio de 1,23%. Nota-se que a barra mais sobrecarregada foi a 634 com uma variação de 3,70%, porém esse valor não ultrapassa o limite inferior de tensão de atendimento regulamentada pela ANEEL para níveis de tensão entre 1 kV e 69 kV, que seria a Tensão de Leitura (TL) menor ou igual a 93% da Tensão de Referência (TR).

Seguem os resultados das simulações para os veículos como elementos de geração. Nesse cenário somente o carregamento lento e rápido foram analisados, conforme as Figuras 7 e 8.

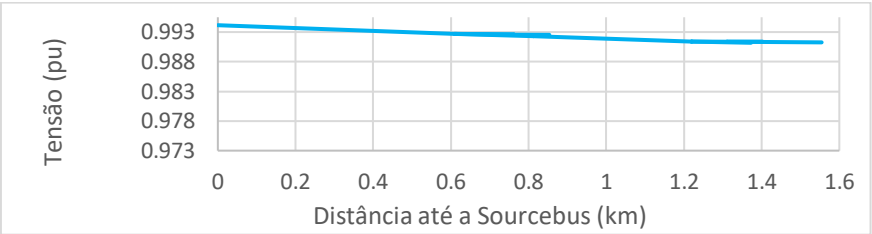


Figura 7 – Perfil de tensão do cenário de carregamento lento como geração

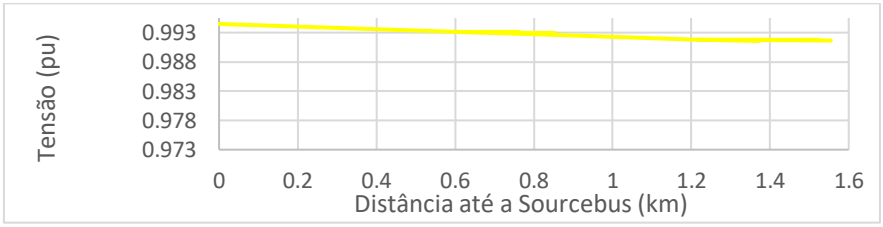


Figura 8 – Perfil de tensão do cenário de carregamento rápido como geração

No carregamento lento houve uma geração de energia pouco significativa entre as barras principais da rede, porém com uma injeção de energia que poderia ser mantida por aproximadamente 3 h 13 min. Quanto ao

cenário do carregamento rápido nota-se que, ainda assim, houve uma baixa injeção de potência.

Por fim, na Tabela , apresenta-se um resumo dos perfis de tensão nas barras principais que sofreram maior influência para cada tipo de carregamento e com os veículos como carga e gerador.

Tabela 2 – Perfil de tensão das barras da rede de estudo

Barra	Cenário referência	VE como carga			VE como gerador	
	V barra (pu)	Lento	Rápido	Ultrarrápido	Lento	Rápido
SB	0.99288	0.99256	0.99222	0.98644	0.99571	0.99600
650	0.98885	0.98845	0.98804	0.98046	0.99416	0.99448
633	0.98635	0.98583	0.98529	0.97566	0.99262	0.99313
634	0.97368	0.97159	0.96946	0.93768	0.98820	0.99686
670	0.98597	0.98545	0.98491	0.97530	0.99230	0.99270
800	-	0.98396	0.98192	0.95026	0.99968	0.99906
671	0.98490	0.98437	0.98381	0.97390	0.99140	0.99178
801	-	0.98287	0.98081	0.94889	0.99945	0.99952
646	0.98622	0.98569	0.98513	0.97533	0.99253	0.99294
802	-	0.98420	0.98214	0.95029	1.00030	0.99951
645	0.98629	0.98577	0.98523	0.97560	0.99255	0.99297
692	0.98490	0.98437	0.98381	0.97390	0.99140	0.99178
675	0.98470	0.98416	0.98360	0.97369	0.99119	0.99158
611	0.98490	0.98436	0.98381	0.97390	0.99139	0.99177
652	0.98477	0.98423	0.98368	0.97377	0.99126	0.99164
632	0.98650	0.98600	0.98548	0.97616	0.99269	0.99311
680	0.98490	0.98437	0.98381	0.97390	0.99140	0.99178
684	0.98488	0.98434	0.98379	0.97388	0.99137	0.99175

3.2 Análise *Daily*

As curvas do *loadshape* das baterias foram definidas como variáveis de entrada para a análise *Daily* com início do ciclo de carga/descarga às 19h e término às 21h. A capacidade inicial da carga bateria foi definida em 20%,

podendo atingir um valor máximo de 80% para carregamento e capacidade inicial de 100% com um valor mínimo de 20% para descarregamento.

A Figura 9 ilustra o comportamento da tensão na linha entre as barras 650 e 632 ao ser submetida aos carregamentos rápido e ultrarrápido. Nota-se que, para o carregamento rápido, a variação de tensão é mais sutil, já no caso do carregamento ultrarrápido, a carga das baterias atinge o máximo de 80% na primeira hora, gerando uma exigência maior da rede e houve uma variação de tensão de aproximadamente 0,6%.

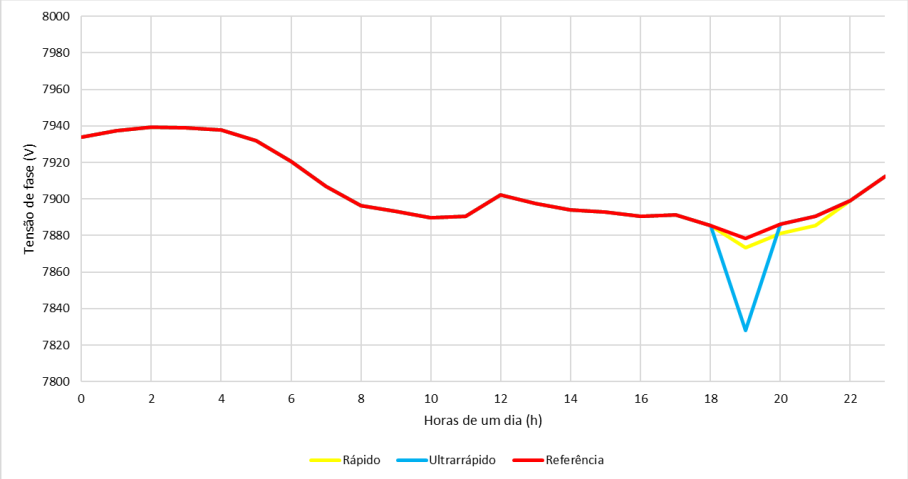


Figura 9 – Tensão de fase na linha 650-632 na simulação *Daily* carregando

A Figura ilustra o comportamento da tensão na linha entre as barras 650 e 632 ao inserirmos os VEs no modo de geração. Nota-se que, para ambos tipos de carregamento, a variação de tensão é pequena. Durante o modo rápido, as baterias se descarregaram antes de atingir o ponto final do período estipulado de geração. No ponto de maior variação, às 19h, foi observado um acréscimo de apenas 0,1% na tensão.

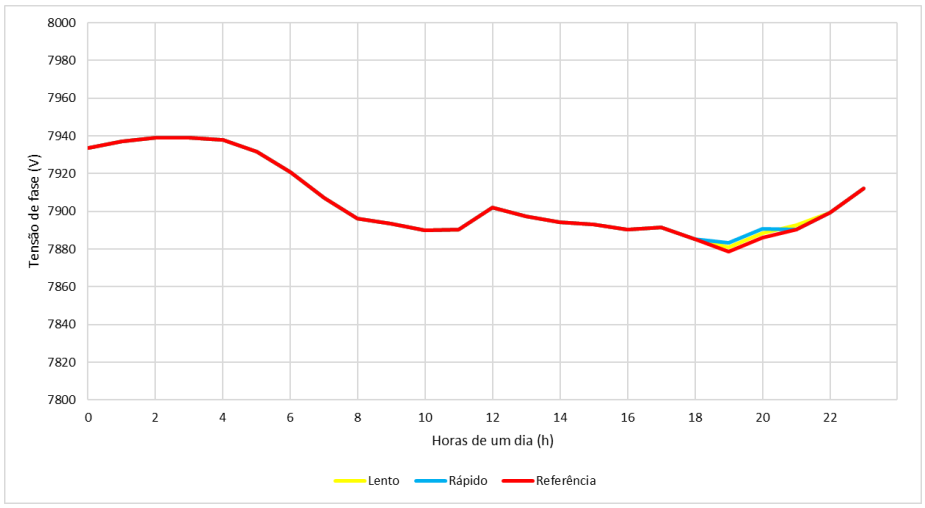


Figura 10 – Tensão de fase na linha 650 - 632 na simulação *Daily* descarregando

3.3 Considerações Finais

A partir das informações analisadas nas seções anteriores, nota-se que a inserção de veículos elétricos em *car sharing* não afeta o perfil de tensão de forma prejudicial nesse estudo, o que equivaleria a ultrapassar os limites superior e inferior estabelecidos pela ANEEL. Nos dois modos de simulação observou-se que os níveis de tensões não sofreram oscilações significativas pela inserção ou comutação dos VEs.

Inclusive na simulação com o pior carregamento, em que a rede foi estressada ao máximo com a recarga ultrarrápida, o perfil de tensão se manteve dentro do comportamento esperado, apesar da corrente utilizada ser altíssima e não suportada pela maioria dos veículos elétricos comerciais atuais.

Apesar da quantidade de veículos elétricos estudada não se mostrar agravante o suficiente para desestabilizar um sistema de distribuição, o carregamento de VEs, caso ocorra de forma desordenada e sem critérios, poderia gerar problemas para uma rede já estressada por outras cargas. Assim, a estratégia de carregamento ordenado auxiliaria a balancear eventuais flutuações observadas pelo sistema, equilibrando a demanda das cargas através da regularização desse serviço.

4. CONCLUSÕES

Conclui-se que o impacto mais significativo nos níveis de tensão corresponde à inserção dos veículos elétricos como carga no modo ultrarrápido de carregamento tanto para a análise *Snapshot* como para a análise *Daily*.

Como observou-se nas simulações apresentadas, o impacto da inserção de veículos elétricos nada rede como elementos geradores foi sutil, exigindo uma grande coordenação dos próprios veículos para agir positivamente nas variações de tensão observadas. Contudo, em um cenário onde a adoção de veículos elétricos é consideravelmente difundida, a rede elétrica seria beneficiada com uma contribuição significante de diversos veículos para agir em períodos específicos de maior demanda, amenizando os impactos no perfil de tensão através de uma atitude coordenada.

Assim, exigir-se-ia uma coordenação da comutação dos veículos elétricos como elementos carga e gerador pelas companhias de energia ou de um órgão responsável para garantir a regulação da tensão e a estabilidade da rede, assim como a disponibilidade para utilização dos VEs pelos usuários, assegurando um planejamento energético adequado e um impacto positivo dos veículos nas variações de tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BALDUINO, R. Z. XAVIER, I. M. Efeitos da Conexão de Microrredes sobre os Fusíveis de Proteção de Redes de Distribuição. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, Paraná, 2019. Disponível em: http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/9848. Acesso em: 31 out. 2021.

CARVALHO, Fabiano. F. Estudo do Simulador OpenDSS. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Paraná. Curitiba, Paraná, 2014. Disponível em: http://www.eletrica.ufpr.br/p/arquivostccs/332.pdf. Acesso em: 04 set. 2021.

DENHOLM, P.; SHORT, W. An Evaluation of Utility System Impacts and Benefits of Optimally Dispatched Plug-In Hybrid Electric Vehicles. Technical Report NREL/TP-620-40293. National Renewable Energy Laboratory. Colorado, Os Estados Unidos da América, 2006. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40293.pdf. Acesso em: 07 maio 2021.

FARIA et al., Managing the Charging of Electrical Vehicles: Impacts on the Electrical Grid and on the Environment. IEEE Intelligent Transportation Systems Magazine, Coimbra, Portugal, v. 4, n. 3, p. 54-65, 23 jul. 2014. Disponível em: https://ieeexplore-ieee-org.ez48.periodicos.capes.gov.br/document/6861516. Acesso em: 07 nov. 2020.

PATRÍCIO, Pedro M. T. Programação e controlo de um posto de carregamento de veículos elétricos. Dissertação de Mestrado (Programa de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Universidade da Beira Interior. Covilhã, Portugal, jun. 2018. Disponível em: https://ubibliorum.ubi.pt/bitstream/10400.6/9931/1/6392_13631.pdf. Acesso em: 12 out 2021.

RENAULT, Groupe. Renault Zoe. 2021. Disponível em: https://cdn.group.renault.com/ren/gb/transversal-assets/brochures/car-ebrochures/ZOE-eBrochure.pdf.asset.pdf/596a411e94.pdf. Acesso em: 12 nov. 2021.

ANÁLISE DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO AO DESEMPENHO ENERGÉTICO DA ENVOLTÓRIA DE UMA EDIFICAÇÃO – UM ESTUDO DE CASO

Pedro Czamanski Schwalm[1]; Juliana Klas[1]; Flavio Vanderlei Zancanaro Júnior[1]

[1]*Universidade Federal do Rio Grande do Sul*

RESUMO

O objetivo deste trabalho é analisar ações de uso eficiente e racional de energia elétrica baseadas nos parâmetros do Programa de Eficiência Energética (PEE) no prédio da Escola Municipal de Ensino Fundamental Ângelo Gabriel Boff Guasselli, porém com uma análise não somente voltada aos equipamentos de uso final de energia elétrica, mas, também, baseadas em simulação energética, para uma análise voltada à envoltória. A metodologia consistiu na realização de um diagnóstico energético e a proposição de ações para a eficiência energética do sistema de iluminação. Seguido de implementação de simulação energética da edificação e analise de como a envoltória poderia ser eficientizada. Com base nisso, foram propostas ações relacionadas à cobertura da edificação com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica do sistema de condicionamento ambiental. Como resultados, obteve-se a Relação Custo-Benefício (RCB) das propostas sugeridas. A proposta inicial para o sistema de iluminação apresentou RCB atrativo. Entretanto, as RCB relacionadas a envoltória não apresentaram resultados adequado para o PEE, apesar de apresentarem resultados positivos na questão da economia da energia elétrica utilizada na edificação. Ainda assim, o uso da modelagem energética e posterior melhoria na envoltória pode ser importante para uma avaliação mais aprofundada sobre o tema.

Palavras-chave: política pública; simulação energética; eficiência energética.

ABSTRACT

The objective of this work is to analyze actions for the efficient and rational use of electricity based on the parameters of the Energy Efficiency Program (EEP) in the building of the Municipal School of Basic Education Angelo Gabriel Boff Guasselli, but with an analysis not only focused on the equipment of final use of electricity, but also based on energy simulation, for an analysis focused on the envelope. The methodology consisted in conducting an energy diagnosis and proposing actions for the energy efficiency of the lighting system. This was followed by the implementation of energy simulation of the building and an analysis of how the envelope could be made more efficient. Based on this, actions related to the building's envelope were proposed in order to reduce the energy consumption of the environmental conditioning system. As a result, we obtained the Cost-Benefit Ratio (CBR) of the suggested proposals. The initial proposal for the lighting system presented an attractive CBA. However, the CBA related to the envelope did not present adequate results for the EEP, despite presenting positive results in terms of energy savings in the building. Even so, the use of energy modeling and subsequent improvement in the envelope may be important for a more in-depth evaluation on the subject.

Keywords: public politics; energetic simulation; energy efficiency.

1. INTRODUÇÃO

Decorrente de um cenário de demanda por eletricidade no mundo em crescimento (IEA, 2021), além do aumento na geração de energia, a utilização racional desta energia nos processos e atividades é foco de importantes estudos. Uma forma de buscar o uso responsável da energia é a aplicação de eficiência energética (EE) que, por definição, refere-se a diversas ações que tem como objetivo a redução da energia necessária para atender as demandas da sociedade por serviços de energia sob a forma de luz, calor/frio, transportes, entre outras (MME, 2019). A EE é considerada por alguns especialistas a fonte de energia mais limpa que existe, uma vez que o recurso energético não

consumido evita o aumento da geração e, consequentemente, os impactos ambientais que ela acarreta (PROCEL, 2006).

Com o intuito de impulsionar as ações de eficiência energética no país, existem políticas públicas que induzem a troca de equipamentos e a atualização das tecnologias empregadas atualmente. Neste cenário, o Brasil possui o Programa de Eficiência Energética (PEE), que destina o recurso de 0,5% da receita operacional líquida das distribuidoras de energia em ações que tem como objetivo promover o uso eficiente e racional de energia elétrica em todos os setores da economia, a partir de projetos que evidenciem a importância e a viabilidade econômica de ações que visem a eficiência energética e o combate ao desperdício (MME/ANEEL, 2021).

Os projetos relacionados ao PEE da ANEEL contam com editais para distribuição de recursos a serem destinados a ações de eficiência energética em instalações de diversas classes de consumidores. Porém, nos projetos propostos aos editais do PEE da ANEEL, apenas podem ser apresentadas práticas que façam a eficiência energética nos usos finais de energia elétrica.

A avaliação e classificação dos projetos propostos ao PEE é realizada a partir de diversos critérios. A relação custo benefício (RCB) das ações projetadas é o critério utilizado para a avaliação da viabilidade econômica da proposta. O benefício considerado para o cálculo da RCB é a valoração da energia economizada e da redução da demanda na ponta durante a vida útil do projeto. Os custos são os aportes feitos para a realização do projeto, por parte do PEE, do consumidor ou de terceiros. (MME/ANEEL, 2021)

O critério chave para a avaliação de um projeto de eficiência energética feito com recursos advindos dos consumidores de energia elétrica baseia-se em saber se o benefício alcançado é maior que aquele que haveria se o recurso tivesse sido investido na expansão do sistema elétrico. Assim, o benefício calculado deve ser no mínimo 25% maior que os custos do projeto, ou seja, a RCB do projeto deve ser igual ou menor que 0,8. (MME/ANEEL, 2021)

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), administrado pela Eletrobrás, igualmente recebe recursos para investimentos na

área de EE. Em 2021 lançou edital de chamada pública de projeto destinando recursos a projetos que propõem modificações na envoltória, além de ações nos equipamentos de uso final de energia, de uma edificação do setor público com o objetivo de alcançar a eficiência energética. O projeto está em sua fase de implementação sem dados reais de desempenho.

A envoltória de uma edificação pode ser explorada de diversas formas visando atingir os melhores níveis de EE. Como os parâmetros que mais influenciam no consumo relativo ao aquecimento e ao resfriamento dos ambientes, destacam-se a absortância solar e a emissividade da cobertura (SILVA e GHISI, 2013). Portanto, buscar estratégias que alterem essas propriedades da cobertura de acordo com os objetivos esperados é indispensável. Uma forma de alterar as propriedades gerais da cobertura é adicionando camadas de material isolantes na composição da cobertura.

TRIANA e LAMBERTS (2013) concluíram que o uso da cobertura com isolamento e baixa absortância apresenta resultados mais expressivos em relação ao aumento dos níveis de ventilação natural em uma edificação localizada na Zona Bioclimática 3. Outra alternativa que é viável e apresentou resultados positivos, segundo MORENO, MORAIS e SOUZA (2017), é a utilização de mantas térmicas de alumínio com o intuito de reduzir a emissividade térmica da cobertura.

Um dos programas mais utilizado no mundo para análise do desempenho energético da envoltória de uma edificação é o EnergyPlus, que é um programa de simulação de carga térmica e análise de energia. Com base na descrição de uma edificação da perspectiva da composição física das estruturas, sistemas mecânicos associados, etc., o EnergyPlus calculará as cargas de aquecimento e resfriamento na edificação, condições em todo um sistema de condicionamento ambiental e o consumo de energia dos equipamentos, bem como muitos outros detalhes da simulação que são necessários para verificar se a simulação está funcionando como a construção real (DOE, 2016).

O objetivo deste trabalho é analisar ações de uso eficiente e racional de energia elétrica baseadas nos parâmetros do PEE, porém com uma análise não

somente voltada aos equipamentos de uso final de energia elétrica, mas também baseadas em simulação energética da edificação, para uma análise da envoltória. Foram debatidos os impactos nos resultados voltados aos equipamentos de uso final de energia elétrica e, também, os resultados utilizando a simulação e como ela pode ser inserida nos projetos do PEE. O local do estudo de caso foi o prédio da Escola Municipal de Ensino Fundamental Ângelo Gabriel Boff Guasselli de responsabilidade da Prefeitura Municipal de Osório (PMO) no Rio Grande do Sul.

2. METODOLOGIA

Realizou-se, inicialmente, um diagnóstico energético da edificação da EMEF Ângelo Guasselli, afim de analisar quais as melhores oportunidades de melhorias nos sistemas e equipamentos de uso final de energia elétrica presentes. A partir do diagnóstico, foram propostas ações de melhoria de desempenho energético para os sistemas, baseando-se nos parâmetros do PEE. Para o cálculo da viabilidade econômica das ações propostas foram utilizadas planilhas disponibilizadas pela concessionária de distribuição de energia elétrica.

Posteriormente, executou-se a simulação energética da edificação. Em seguida, os dados de fluxo de calor dos ambientes foram analisados, com o objetivo de propor ações de eficiência energética a serem aplicadas na envoltória para diminuição do consumo de energia elétrica proveniente da utilização de equipamentos de condicionamento ambiental. A partir da análise dos resultados da simulação, foram propostas alterações na envoltória e novas análises do consumo de energia elétrica foram realizadas.

Após a obtenção dos dados das simulações da edificação original e das alterações propostas, realizou-se a mesma análise da viabilidade econômica feita na primeira parte do trabalho, utilizando as planilhas disponibilizadas pela concessionária. Subsequentemente a conclusão das três partes iniciais do trabalho, fez-se uma análise geral dos resultados.

2.1 Diagnóstico Energético

O diagnóstico energético da edificação foi elaborado seguindo os parâmetros recomendados pelo Procedimentos do Programa Eficiência Energética (PROPEE). Visitas in loco na EMEF Ângelo Guasselli foram realizadas afim de coletar informações quanto aos equipamentos ou sistemas passíveis de eficientização. Após essa análise foi calculado o percentual de potência instalada para cada uso final de energia, 48% de equipamentos gerais, 34% de climatização e 18% de iluminação.

Foi identificado que o sistema de iluminação, do tipo fluorescente, como a opção adequada para sofrer a ação de eficiência, decorrente da existência de da tecnologia LED, mais eficientes, de menor custos e apresentando facilidade para substituição.

2.1.1 – Ações propostas

Baseando-se na análise do sistema atual e em simulação luminotécnica dos ambientes da edificação, foram propostas mudanças. Para a substituição das lâmpadas de 32 W foram escolhidas lâmpadas de 20 W LED tubulares instaladas nas mesmas luminárias presentes no local. Para a outra parte do sistema de iluminação, que é feito com lâmpadas compactas de 15 W, foram escolhidas lâmpadas LED de 9 W.

Para o cálculo da viabilidade econômica do sistema proposto pelo projeto, foram preenchidas planilhas disponibilizadas pela concessionária de distribuição de energia elétrica, para cálculo dos benefícios, dos custos e da RCB das alterações.

2.2 Simulação Energética

A simulação da edificação do estudo foi realizada no programa EnergyPlus versão 8.7.0. A modelagem da edificação foi feita no SketchUp Make 2017, a partir da extensão Euclid versão 0.9.3.

Para a realização da simulação energética foi considerado o local onde a escola está localizada, assim como seu horário de funcionamento e foram

levantados todos os matérias que compõem a edificação, a partir do projeto arquitetônico, com suas respectivas propriedades físicas (comprimento (L), condutividade (k), densidade (ρ), calor específico (cp) e resistência térmica (R)). Da mesma forma, para modelagem das aberturas foram consideradas as características do local (tipo de vidro, tempo de abertura e material das portas).

Durante a realização do diagnóstico energético, realizou-se o levantamento dos equipamentos presentes na edificação. A potência dos equipamentos foi registrada in loco ou através de pesquisas em manuais dos produtos, em tabelas e selos do PROCEL.

Para modelagem das taxas de infiltração dos ambientes e das taxas metabólicas das pessoas que utilizam as salas foram considerados os dados apresentados pelo Departament of Energy (DOE) (2016).

2.2.1 – Ações propostas para a envoltória

A partir da análise dos dados obtidos com a simulação energética, identificou-se que o fluxo de calor que é transferido para os ambientes simulados a partir da cobertura é significativo em relação ao fluxo total de calor nos ambientes. Considerando esses dados e que a cobertura da edificação é determinante para o desempenho energético, foram propostas ações a serem realizadas na cobertura dos ambientes climatizados.

Uma série de modificações para a cobertura foram testadas, e as três que possuem os menores valores RCB foram testadas: utilização de manta adesiva térmica refletiva sobre o forro de PVC, pintura do telhado de branco e utilização de camada térmica de lã de rocha sobre o forro de PVC.

Para cada uma das ações, realizou-se o mesmo estudo feito para o sistema de iluminação, de acordo com os parâmetros do PEE. Foi analisada a viabilidade econômica das ações propostas, a partir do cálculo dos benefícios, dos custos e da RCB das modificações.

3. RESULTADOS

Primeiramente foram analisados os resultados obtidos a partir da proposta para o sistema de iluminação. Posteriormente, foram discutidos os dados gerados com a simulação energética e os ganhos de eficiência energética conseguidos a partir das alterações propostas para a envoltória.

3.1 Resultados das ações propostas para o sistema de iluminação

Após a realização do diagnóstico energético e proposições de ações de eficiência energética, foram calculados os benefícios, custos e RCB do projeto proposto. A partir dos parâmetros determinados pelo PROPEE, para o cálculo dos benefícios do projeto, encontra-se o CEE e o CED que são custos exclusivamente relacionados ao nível de tensão de fornecimento de energia, portanto, não dependem das ações do projeto. Ainda, calcula-se, também, a RDP e a E_{ECON}, que são custos relacionados as ações propostas e tem ligação direta com os equipamentos utilizados. A partir desses parâmetros encontrou-se um benefício de R$ 4.083,70 para as ações relacionadas ao sistema de iluminação.

Para o cálculo dos custos da proposta para o sistema de iluminação, e também para as outras propostas, foi considerado somente o valor dos equipamentos que precisam ser adquiridos. Todos os demais custos relacionados ao projeto foram tomados como contrapartida da PMO, considerando que ela já possui profissionais capacitados para a realização das ações de instalação, transporte, descarte, medição e verificação, marketing, etc.

A Relação Custo-Benefício do projeto foi calculada a partir dos valores de mercado. Com suporte da planilha para o cálculo da RCB, disponibilizada pela CEEE-D, que se fundamenta nos cálculos determinados pelo PROPEE para a obtenção da RCB do projeto, foi obtida a relação custo-benefício de 0,14 para o projeto de iluminação da escola Ângelo Guasselli. A Tabela 1 apresenta de maneira sintetizada os valores utilizados para os cálculos da RCB.

Tabela 1 - RCB - Sistema de iluminação

Cálculo por uso final	E_{ECON} Energia economizada (MWh/ano)	RDP Redução de demanda na ponta (kW)	$CA_{T\ PEE}$ Custo anualizado PEE	BAT Benefício anualizado total	RCB_{PEE} Por uso final PEE
Iluminação	14,33	0,13	R$ 589,10	R$ 4.083,70	0,14

O limite de RCB permitida pelo edital é de 0,75, portanto o projeto de eficiência energética para o sistema de iluminação da EMEF Ângelo Guasselli está apto a ser proposto ao PEE.

3.2 Resultados da simulação energética

Primeiramente analisou-se os resultados obtidos através da simulação energética e comparou-se com os valores de consumo reais de um ano típico. A diferença entre os consumos anuais foi de cerca de 1%. Mesmo com as diferenças mensais encontradas, o modelo foi considerado uma boa representação do comportamento real da edificação.

Tomando como base o modelo simulado da edificação do estudo, identificou-se que as três propostas relacionadas a envoltória apresentaram uma diminuição no consumo anual da edificação. A Tabela 2 apresenta os valores de consumo anual do modelo base simulado e modelos simulados com as alterações propostas.

Tabela 2 - Consumos simulados

	Base	Manta Térmica	Telhado Branco	Lã de Rocha
Consumo Anual (kWh)	15520,97	15460,45	15416,7	15436,03
Redução anual (%)	-	0,39%	0,67%	0,55%

A partir desses dados de consumos simulados, foram utilizadas as planilhas de cálculo disponibilizadas pela concessionária para encontrar os benefícios das três propostas, da mesma forma como foi feito para o sistema de iluminação. Os custos também foram calculados da mesma forma como foi

realizado para o sistema de iluminação. Com base nesses valores de benéficos e custos das propostas foram calculadas as RCB de cada uma delas. A Tabela 3 apresenta de maneira geral os valores encontrados.

Tabela 3 - RCB - Envoltória

Cálculo por uso final - Condicionamento ambiental	Energia economizada (MWh/ano)	Redução de demanda na ponta (kW)	Custo anualizado	Benefício anualizado	RCB
Manta Térmica	0,06	0	R$ 35,52	R$ 15,19	2,34
Telhado Branco	0,1	0	R$ 169,00	R$ 28,70	5,89
Lã de Rocha	0,08	0	R$ 97,27	R$ 21,95	4,43

A partir desses dados podemos observar que nenhuma das propostas relacionadas a envoltória apresenta RCB permitida pelos parâmetros do PEE, portanto, são propostas que não seriam aceitas pelo programa.

4. CONCLUSÃO

Analisando as propostas de ações de eficiência energética com base somente nos parâmetros apresentados pelo PEE, observa-se que, em relação a RCB das propostas, somente a ação relacionada a troca dos equipamentos do sistema de uso final de energia é a que possui valor permitido pelas regras de aprovação de projetos do PEE. Todas as ações propostas relacionadas a envoltória obtiveram valores de RCB superior ao permitido. A Tabela 4 apresenta a comparação entre as RCB das propostas.

Tabela 4 - RCB das propostas

	Troca de equipamentos de iluminação	Utilização de manta térmica sobre o forro	Pintura do telhado de branco	Utilização de lã de rocha sobre o forro
RCB	0,14	2,34	5,89	4,43

Destaca-se que o PEE é voltado para a questão financeira relacionada a expansão da rede, ou seja, se as ações propostas possuírem valor menor que os custos de expansão na rede, elas se tornam vantajosas e consequentemente apresentarão RCB dentro do limite determinado. Porém, o fato de uma ação não possuir RCB dentro do limite não faz com que ela deixe de ser vantajosa para o proponente, ela apenas não é mais barata para a distribuidora de energia elétrica em relação a expansão da rede necessária para comportar o consumo atual.

O PEE, sendo um programa de governo que distribui recursos voltados a projetos que evoluam a EE na sociedade para diversos tipos de consumidores, pode aprimorar a avaliação dos projetos, com o intuito de incentivar ainda mais a adoção de práticas que disseminem o uso de energia através de uma análise mais abrangentes, visando uma mudança de paradigma que pode estar inserida dentro do todo de uma sociedade que deve buscar sempre a EE e a sustentabilidade. O novo edital do PROCEL que apresenta possibilidade de incluir ações de EE relacionadas à envoltória é uma grande forma de demonstrar que essas atividades podem ser vantajosas tanto para a proponente do projeto quanto para a concessionária e o sistema elétrico brasileiro.

Após a avaliação dos resultados, pode-se concluir que o investimento na troca dos equipamentos de uso final apresenta melhor RCB que ações relacionadas a envoltória no estudo de caso realizado. Apesar disso, é necessário analisar cada caso, pois quando se trata de envoltória, muitas variáveis podem estar envolvidas e mais de uma ação pode ser realizada.

Para estudos futuros, sugere-se a realização de análises semelhantes as que foram realizadas, porém para diferentes tipos de edificações e consumidores. Analisar edificações onde a envoltória possa ser melhor explorada ou que o sistema de condicionamento ambiental possua consumo de energia elétrica mais representativo em relação ao consumo geral da edificação podem ser alternativas que apresentem melhores resultados que os obtidos nesse estudo de caso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DOE, 2016. Output Input Reference EnergyPlus. Disponível em: <https://energyplus.net/documentation> Acesso em maio/2022.

IEA, 2021. Electricity Market Report - January 2022. Disponível em: < https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022 > Acesso em maio/2022.

MME, 2019. Plano nacional de eficiência energética. Brasília. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-nacional-de-eficiencia-energetica> Acesso em maio/2022.

MME/ANEEL, 2021. Procedimento do Programa de Eficiência Energética. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-920-de-23-de-fevereiro-de-2021-*-306209537> Acesso em maio/2022.

MORENO, A. C. R., MORAIS, S. I., SOUZA, G. V. R., 2017. Thermal Performance of Social Housing– A Study Based on Brazilian Regulations. 8th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings. Turim, Itália.

PROCEL, 2006.ProcelInfo, reportagens: Dia Mundial da Eficiência Energética: entenda a importância da data. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?ViewID=%7B8D1AC2E8%2DF790%2D4B7E%2D8DDD%2DCAF4CDD2BC34%7D&params=itemID=%7BC87D0657%2D543E%2D4A98%2DB56D%2DC775B7B8B5F9%7D;&UIPartUID=%7BD90F22DB%2D05D4%2D4644%2DA8F2%2DFAD4803C8898%7D> Acesso em: maio/2022.

SILVA, A. S., GHISI, E., 2013. Análise de sensibilidade global dos parâmetros termofísicos de uma edificação residencial de acordo com o método de simulação do RTQ-R. Ambiente Construído, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

TRIANA, M. A., LAMBERTS, R., 2013. Proposta de incorporação de estratégias para melhoria de desempenho térmico e uso racional de energia em projeto de habitação de interesse social em Florianópolis. XII Encontro Nacional de Conforto no Ambiente Construído. Brasília, Distrito Federal, Brasil.

ANÁLISE DO VOLUME DE ÓLEO RESIDUAL DE FRITURA DESCARTADO PELOS PEQUENOS E GRANDES GERADORES NO MUNICÍPIO DE LONDRINA/PR E SUAS FORMAS DE DESCARTE

Isadora Guilherme Branco Guilherme Branco[1]; Carmen Luisa Barbosa Guedes[1]; Ana Paula Fernandes Koeke[1]; Juliani Chico Piai Paiva[1]

[1]*Universidade Estadual de Londrina*

RESUMO

Óleos vegetais representam um dos principais produtos extraídos das plantas na atualidade e aproximadamente dois terços do volume total produzido nas refinarias são utilizados para a cocção de alimentos, fazendo parte ativamente da dieta humana. Porém, metade do volume de óleo vegetal utilizado para a fritura por imersão de alimentos é convertido em óleo residual de fritura e de descartado de forma inadequada acarreta graves danos ambientais para o local. O objetivo do presente trabalho foi realizar um levantamento de dados sobre o volume de óleo residual de fritura que é descartado na cidade de Londrina/Paraná pelos pequenos e grandes geradores do município, verificar a principal forma de descarte do resíduo e identificar uma possível viabilidade da implementação do óleo residual de fritura como matéria prima na matriz energética dos biocombustíveis. A coleta de dados sobre o volume de óleo residual de fritura gerado pelos grandes geradores do município de Londrina/Paraná foi realizada a partir da consulta aos 128 (cento e vinte e oito) Planos de Gerenciamentos de Resíduos Sólidos cadastrados e aprovados na Secretaria do Meio Ambiente do município. No restaurante universitário da Universidade Estadual de Londrina a coleta de dados foi realizada a partir de uma entrevista com a nutricionista responsável pela manutenção e organização do estabelecimento. O levantamento do volume de óleo residual de fritura gerado pelas unidades familiares foi feito a partir da entrevista as 533 (quinhentos e trinta e três) residências distribuídas ao longo dos cinco zoneamentos do município londrinense. Contabilizou-se um volume de, aproximadamente, 14 (quatorze) mil

litros de óleo residual de fritura gerado a cada mês pelos estabelecimentos comerciais do município sendo os principais ramos de atividade desses empreendimentos geradores do óleo residual de fritura o comércio de alimentos e lazer. No restaurante universitário da Universidade Estadual de Londrina o volume de óleo residual de fritura gerado mensalmente é de 300 (trezentos) litros. Os grandes geradores de resíduo destinam o óleo residual de fritura gerado no estabelecimento para empresas especializadas no descarte do material buscando cumprir a Política Nacional de Resíduos Sólidos vigente. Verificou-se uma geração mensal de 360 (trezentos e sessenta) litros de óleo residual de fritura a partir das unidades familiares entrevistadas nos cinco zoneamentos do município sendo que 57% do volume total (203 litros/mês) apresenta um descarte sustentável para o resíduo e 43% (157 litros/mês) tem como destino o lixo orgânico, solo e/ou pias das residências londrinenses. Por fim, estima-se que a população urbana total de Londrina/Paraná gere 348.875 (trezentos e quarento e oito mil oitocentos e setenta e cinco) litros de óleo residual de fritura. Por fim, o estudo concluiu que o pequeno gerador produz 20 (vinte) vezes mais óleo residual de fritura do que o pequeno gerador, ou seja, a poluição da fonte difusa é maior que a fonte pontual. Sendo assim, existe a necessidade de elaborarmos um modelo de educação ambiental efetivo para que a destinação final dos resíduos seja da forma adequada.

Palavras-chave: Biocombustíveis. Óleo residual de fritura. Oferta. Pequeno Gerador. Grande gerador.

ABSTRACT

Vegetable oils represent one of the main products extracted from plants today and approximately two thirds of the total volume produced in refineries are used for cooking food, being an active part of the human diet. However, half of the volume of vegetable oil used for deep-frying food is converted into residual frying oil and improperly disposed of causes serious environmental damage to the site. The objective of the present work was to carry out a data collection on the volume of residual frying oil that is discarded in the city of Londrina/Paraná by the small and large generators of the municipality, to verify the main form of disposal of the

residue and to identify a possible feasibility of the implementation of residual frying oil as a raw collection on the volume of residual frying oil generated by the large generators in the city of Londrina/Paraná was carried out by consulting the 128 (one hundred and twenty-eight) Solid Waste Management Plans registered and approved by the Secretariat Municipal for the Environment. In the university restaurant of the State University of Londrina, data collection was carried out from an interview with the nutritionist responsible for the maintenance and organization of the establishment. The survey of the volume of residual frying oil generated by the family units was carried out by interviewing the 533 (five hundred and thirty-three) households distributed throughout the five zonings of the city of Londrina/Paraná. A volume of approximately 14 (fourteen) thousand liters of residual frying oil generated each month by commercial establishments in the municipality was accounted for, the main branches of activity of this enterprise that generate residual frying oil being the food and leisure trade. In the university restaurant of the State University of Londrina, the volume of residual frying oil generated monthly is 300 (three hundred) liters. The large waste generators send the residual frying oil generated in the establishment to companies specialized in the disposal of the material, seeking to comply with the National Solid Wasted Policy in force. There was a monthly generation of 360 (three hundred and sixty) liters of residual frying oil from the family units interviewed in the five zonings of the municipality, with 57% of the total volume (203 liters/month) presenting a sustainable disposal for the residue and 43% (157 liters/month) are destined for organic waste, soil and/or sinks from Londrina/Paraná residences. Finally, it is estimated that the total urban population of Londrina/Paraná generates 348.875 (three hundred forty-eight thousand, eight hundred and seventy-fire) liters of residual frying oil. Finally, the study concluded that the small generator produces 20 (twenty) times more residual frying oil than the small generator, that is, the pollution from the diffuse source is greater than the point source. Therefore, there is a need to develop an effective environmental education model so that the final destination waste is properly.

Keywords: Biofuels. Residual frying oil. Offer. Small generator. Great generator.

1. INTRODUÇÃO

Óleos vegetais representam um dos principais produtos extraídos das plantas na atualidade. A obtenção do óleo vegetal bruto é realizada a partir de métodos físico-químicos onde, com o auxílio de um solvente extrator e prensagem da semente, obtém-se o produto desejado: o óleo vegetal bruto (REDA e CARNEIRO, 2007).

Após sua extração, o óleo vegetal bruto contém impurezas prejuduciais à sua qualidade e estabilidade sendo necessário remover as impurezas a partir do processo de refino do óleo vegetal tornando o produto gerado apto para o consumo humano.

Os óleos vegetais são importantes fontes de vitaminas lipossolúveis pois fornecem ao organismo ácidos graxos essenciais que, posteriormente, são utilizados pelo corpo humano para a formação de hormônios esteróides (REDA e CARNEIRO, 2007; SANIBAL e MANCINI FILHO, 2009).

A utilização de óleo vegetal para a cocção por imersão de alimentos é uma prática muito difundida em diversas culturas. Estimativas apontam que cada pessoa utiliza, em média, 20 litros de óleo vegetal para realizar a fritura por imersão de alimentos a cada ano. Do montante utilizado, metade é convertido em resíduo que, quando descartado de maneira inadequada, ocasionam graves problemas ambientais (ECÓLEO, 2012).

Do volume total de resíduo descartado mensalmente, mais de 200 milhões de litros tem como destino final os rios e lagos. O descarte irregular deste material resulta em grandes impactos ambientais, como por exemplo a contaminação do lençol freático, colocando em risco a vida aquática e comprometendo o meio ambiente de hoje e do futuro (ECÓLEO, 2012).

Sabendo que ainda não foi detectada uma forma eficaz e não poluidora para o descarte do óleo residual de fritura, considera-se como destinação satisfatória para o resíduo sua coleta e reciclagem. (MOURA *et al*, 2015).

Diante deste contexto, o presente trabalho teve como objetivo realizar o levantamento de dados sobre o volume de óleo residual de fritura gerado na

cidade de Londrina/Paraná/Brasil pela população e pelos estabelecimentos comerciais do município londrinense.

2. METODOLOGIA

A quantificação do volume descartado de óleo residual de fritura foi realizada no município de Londrina, PR. O município encontra-se localizado no norte paranaense e é a segunda maior cidade do estado (Figura 1).

O trabalho foi realizado em três etapas distintas. No primeiro momento foi realizado o rastreamento sobre o volume de óleo residual de fritura gerado pelos empreendimentos comerciais do município (grandes geradores). Posteriormente, foi realizada a quantificação do volume de óleo residual de fritura gerado no restaurante universitário da Universidade Estadual de Londrina e, por fim, foi realizada uma pesquisa de campo visando aferir o volume gerado do mesmo resíduo pela população londrinense (pequenos geradores).

2.1. Volume de óleo residual de fritura gerado nos empreendimentos do município

A quantificação do volume (litros) de óleo residual de fritura gerado mensalmente nos empreendimentos comerciais do município foi realizada a partir da consulta aos 128 Planos de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS) aprovados das empresas cadastradas junto à Secretaria do Meio Ambiente do Município de Londrina (SEMA/Londrina) para o ano vigente de 2016 (Figura 2).

2.2. Volume de óleo residual de fritura gerado pelo restaurante universitário da UEL

Para a realização desta etapa do trabalho, utilizou-se como objeto de estudo o restaurante universitário da Universidade Estadual de Londrina, que está localizado no norte do estado do Paraná.

O estabelecimento funciona de segunda à sexta feira atendendo a comunidade acadêmica ao longo do ano letivo servindo as refeições no almoço e jantar para os estudantes e funcionários da instituição de ensino.

A abordagem metodológica utilizada foi uma pesquisa de campo exploratória envolvendo a obtenção dos dados a partir de uma entrevista com a nutricionista responsável pelo restaurante universitário (PERUCHIN *et al*, 2013).

2.3. Volume de óleo residual de fritura gerado pela população londrinense

Considerando que Londrina é a segunda cidade mais populosa do estado e a sua região urbana conta com, aproximadamente, 478.594 habitantes (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2010), os resultados encontrados na pesquisa de campo podem ser considerados relevantes.

O modelo matemático utilizado para determinar o volume populacional a ser entrevistado seguiu a metodologia de Triola (2008) para amostragem significativa de populações finitas, conforme pode ser observado na Equação 1.

$$n = \frac{N * p * q * \left(Z\frac{\alpha}{2}\right)^2}{p * q * \left(Z\frac{\alpha}{2}\right)^2 + (N-1) * (Erro)^2}$$

Onde: n = unidade amostral; N = tamanho da população; p = proporção de indivíduos que estamos interessados em estudar; q = proporção de indivíduos que não estamos interessados em estudar; erro = margem de erro; Z(α/2) = valor crítico que corresponde ao nível de confiança desejado.

Para o desenvolvimento do trabalho foi considerado N = 478.594 habitantes (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2010), Z(α/2) = 1,96 (TRIOLA, 2008) e erro máximo = 3% (TRIOLA, 2008). Aplicando as variáveis

apresentadas acima na equação 1, obteve-se um volume populacional de 533 indivíduos a serem entrevistados no município de Londrina, PR.

Buscando tornar a amostra heterogênea, foi realizada uma relação de proporcionalidade entre a quantidade de indivíduo a serem entrevistados e a densidade populacional dos grandes zoneamentos da cidade.

As abordagens dos problemas foram realizadas a partir de pesquisas quantitativas, que são as metodologias adequadas para apurar opiniões e atitudes citadas de forma consciente pelos entrevistados. Para essa pesquisa, utilizaram-se instrumentos padronizados: os questionários. (MARCONI e LAKATOS, 2003).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Volume de óleo residual de fritura gerado nos empreendimentos do município

Foram consultados 128 Planos de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS's) aprovados no município de Londrina, PR e verificou-se que 49 deles apresentaram o óleo de fritura como um dos resíduos gerados pelo empreendimento totalizando, aproximadamente, uma geração de 14 mil litros do resíduo ao mês a partir dos 28 mil litros de óleo vegetal utilizado no empreendimento para a cocção de alimentos.

Estudos realizados confirmam que durante o processo de fritura por imersão dos alimentos, 50% do volume inicial do óleo vegetal que entra no processo é convertido em resíduo e a outra metade fica aderida ao alimento (ROCHA *et al*, 2017).

A partir da análise dos Planos de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS's) de cada empresa foi possível identificar o ramo de atividade que mais produz óleo residual de fritura.

3.2. Volume de óleo residual de fritura gerado pelo restaurante universitário da UEL

O restaurante universitário serve, a cada mês, aproximadamente 60 mil refeições à comunidade acadêmica e servidores da Universidade Estadual de Londrina. O empreendimento realiza a troca de óleo vegetal a cada 2 usos e/ou quando alimentos específicos são fritos para a refeição (por exemplo banana ou peixe).

Quando o óleo será utilizado em cocções posteriores o acondicionamento é realizado nas fritadeiras de alumínio; porém, quando não será mais utilizado, o óleo residual de fritura é armazenado em tambores plásticos de 100 litros até que a coleta do resíduo seja feita pela empresa responsável pela destinação final.

3.3. Volume de óleo residual de fritura gerado pela população londrinense

Buscando estimar o volume de óleo residual de fritura descartado no município, foi realizado um levantamento de dados em 533 residências nos diferentes zoneamentos de Londrina-Paraná.

Para a realização do estudo os entrevistados responderam ao questionário onde foram indagados sobre as seguintes problemáticas: o volume de óleo residual de fritura gerado (mensalmente) após a cocção de alimentos; frequência com que se frita alimentos na residência; quantas vezes o mesmo óleo é reutilizado para frituras posteriores no endereço e, por fim, local onde é descartado o resíduo pela família.

A partir da coleta de dados nos domicílios foi possível verificar que, aproximadamente, 360 litros de óleo residual de fritura são descartados, mensalmente, pelos 533 indivíduos entrevistados nos cinco zoneamentos de Londrina-Paraná.

A região norte da cidade é o principal zoneamento gerador do resíduo descartando, mensalmente, 102 litros de óleo residual de fritura. Em

contrapartida, a região central é a que apresenta o menor volume descartado do material: 59 litros a cada mês.

Essa diferença de volume de resíduo descartado em cada zoneamento pode ser explicada em função da condição socioeconômica de cada local. Segundo estudos realizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2009), quanto menor a condição financeira do domicílio, maior o volume de óleos e gorduras utilizados para o preparo de alimentos dos residentes do local.

Com o presente trabalho também se verificou que existe uma variação significativa sobre as diferentes formas de descarte do óleo residual de fritura utilizado nas residências do município de Londrina, PR.

Apesar de existir um predomínio do descarte do óleo residual de fritura em ecopontos distribuidos pelos cinco zoneamentos do município também se observou que, enquanto na zona norte existe uma produção de sabão significativa com o resíduo, na região central não se encontrou essa forma de aproveitamento do material entre a população entrevistada. Essas variações se deve as características financeiras e sociais de cada local.

No trabalho realizado por Wildner e Hilling (2012) também foi constatado que 25% da população entrevistada do município de Ijuí-Rio Grande do Sul lança o óleo residual de fritura diretamente na rede de esgoto, solo ou lixo e 41% guarda o resíduo para a produção de sabão.

Diante deste comparativo, pôde-se observar que o município de Londrina-Paraná apresenta um elevado percentual descartado inadequadamente (43%) e um baixo percentual de reaproveitamento do resíduo (13%) se comparado ao estudo realizado em Ijuí-Rio Grande do Sul; tornando evidente a necessidade de políticas de educação e sensibilização ambiental no município.

A partir de relatos presentes na literatura sabe-se que, quando utilizado o mesmo óleo e/ou gordura em diversas frituras por imersão, em função dos diversos reaquecimentos do óleo vegetal, ocorrem reações hidrolíticas e oxidativas do material, tornando-o escuro, viscoso, com elevada acidez e odor

desagradável, tornando-o inapropriado para cocções posteriores (COSTA NETO *et al*, 2000).

Uma alternativa viável para a utilização do resíduo seria a produção de biodiesel, onde o óleo residual de fritura seria matéria prima do processo produtivo do biocombustível.

Portanto, o trabalho de campo buscou aferir quantas vezes o mesmo óleo vegetal é aquecido ou reaquecido para cocções posteriores nas residências dos diferentes zoneamentos do município de Londrina, PR

Como dito anteriormente, em outros trabalhos realizados sobre o perfil de ácidos graxos e as alterações físico-químicas dos óleos vegetais em processos de fritura descontínua observou-se que, quanto maior o número de vezes que o mesmo óleo vegetal é reaquecido maior é a formação de ácidos graxos livres e compostos carbonílicos no óleo residual de fritura, o que dificulta sua conversão em biocombustíveis (CORSINI *et al*, 2008).

Dessa forma, pode-se considerar favorável os resultados obtidos pela pesquisa de campo onde foi possível observar que 77% da população londrinense aquece e reaquece o óleo, no máximo, uma única vez favorecendo o reaproveitamento do resíduo para a produção de biocombustível.

Por fim, foi realizada a estimativa do volume total de óleo residual de fritura produzido pelos 478.594 habitantes residentes da zona urbana de Londrina/Paraná (IBGE, 2010), que resultou em uma estimativa mensal de geração de óleo residual de fritura de 348.875 a partir dos pequenos geradores.

4. CONCLUSÃO

Com o presente trabalho verificou-se um volume de óleo residual de fritura descartado no município de Londrina/Paraná pelos grandes geradores do município de aproximadamente 14 mil litros a cada mês. Do volume total de óleo residual de fritura gerado pelos empreendimentos comerciais cadastrados na

SEMA/Londrina, 48% do volume é proveniente das atividades de lazer da cidade e outros 48% a partir dos comércios de alimentos.

Também foi estudado o restaurante universitário da Universidade Estadual de Londrina. Verificou-se que o estabelecimento serve mensalmente 60 mil refeições e gera, no mesmo período, 300 litros de óleo residual de fritura para a cocção de seus alimentos; uma geração equivalente a 5 mL de óleo residual de fritura a cada refeição servida no restaurante.

A partir da pesquisa de campo realizada nas 533 unidades residenciais entrevistadas ao longo dos cinco zoneamentos da cidade de Londrina/Paraná, identificou-se que, a cada mês, são gerados 360 litros de óleo residual de fritura sendo a região norte o principal zoneamento gerador do resíduo (102 litros/mês) e a região central a região que menos produz óleo residual de fritura (59 litros/mês).

Do volume total de óleo residual de fritura gerado no município e que necessita de descarte, 57% (203 litros/mês) apresenta um destino sustentável para o material, sendo ele entregue em ecopontos distribuídos pela cidade ou utilizado para a produção de sabão a partir do resíduo. O volume restante, 43% (157 litros/mês) é descartado junto com lixo orgânico, solo e pia das residências londrinenses. Por fim, a estimativa do volume total produzido pelos habitantes residentes na zona urbana de Londrina/Paraná é alarmante. Acredita-se que são gerados 348.875 litros de óleo residual de fritura no município.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARROS, A. A. C; WUST, E; MEIER, H. F. Estudo da viabilidade técnico-científica da produção de biodiesel a partir de resíduos gordurosos. Eng. Sanit. Ambient, v. 13, n. 3, p.255-262, 2008.

CORSINI, M. S; JORGE, N; MIGUEL, A. M. R. O. Perfil de ácidos graxos e avaliação da alteração em óleos de fritura. Quim. Nova, v. 31, n. 5, p.956-961, 2008.

COSTA NETO, P. R; ROSSI, L. F. S; ZAGONEL, G. F. Produção de biocombustível alternativo ao óleo diesel através da transesterificação de óleo de soja usado em frituras. Química Nova, p.531-537, 2000.

ECÓLEO. Associação Brasileira para sensibilização, coleta e reciclagem de resíduos de óleos comestíveis. Disponível em <http://ecoleo.org.br/projetos/6766-2/>. Acesso em 05 de junho de 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Censo Demográfico 2010. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/xtras/perfil.php?lang=&codmun=411370&search=parana|londria>. Acesso em: 05 de junho de 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Prevalência de consumo alimentar e consumo alimentar médio *per capita*, por classes de rendimento total e variação patrimonial familiar *per capita*, segundo os alimentos, 2009. Rio de Janeiro: IBGE, 2009. Disponível em: < ftp://ftp.ibge.gov.br/Orcamentos_Familiares/Pesquisa_de_Orcamentos_Familiares_2008_2009/Analise_do_Consumo_Alimentar_no_Brasil/tab1_7.zip>. Acesso em 5 de junho de 2022.

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E. M. Instrumento(s) de pesquisa. Fundamentos de Metodologia Científica. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2003. Cap. 10. p. 226-227.

MOURA, B. H. G; ARAUJO, F. S; ARAUJO, H. R. R; SANTOS, K. V; PADILHA, M. F. P; SOUZA, T. R; MACEDO, J. M; AMARAL, C. Descarte do óleo de fritura dos pequenos empreendedores que atuam no centro da cidade de Porto Velho, Rondônia. South American Journal Of Basic Education, Technical And Technological, v. 2, n. 2, p.34-44, 2015.

PERUCHIN, B; GUIDONI, L. L. C; CORREA, L. B; CORREA, E. K. Gestão de resíduos sólidos em restaurante escola. Tecno-lógica, Santa Cruz do Sul, v. 17, n. 1, p.13-23, 2013.

REDA, S. Y; CARNEIRO, P. B. Óleos e gorduras: aplicações e implicações. Revista Analytica, v. 27, p.60-67, 2007.

ROCHA, C. T.; BRANCO, I. G.; POLANIA, O. A. G.; GUEDES, C. L. B. Levantamento sobre a geração de resíduos de madeira e oleosos com potencial para a produção de briquetes e biodiesel. Sodebras, v. 12, n. 141, p. 110-115, 2017.

SANIBAL, E. A. A; MANCINI FILHO, J. Alterações Físicas, Químicas e Nutricionais de Óleos Submetidos ao Processo de Fritura. Caderno de Tecnologia de Alimentos & Bebidas, p.48-54, 2009.

TRIOLA, M. F. Estimativas e Tamanhos Amostrais. Introdução à estatística. 10. ed. Rio de Janeiro: Ltc, 2008. Cap. 6.

WILDNER, L. B. A; HILLIG, C. Reciclagem de óleo comestível e fabricação de sabçao como instrumentos de educação ambiental. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, v. 5, n. 5, p.813-824, 2012.

ANÁLISE DOS ACORDOS DO BRASIL COM PAÍSES DA AMÉRICA CENTRAL E DA ÁFRICA (1990-2018)

Mussa Jau[1]; Iure Paiva[1]; Jean Michel Waykel[1]

[1]*Universidade Federal da Paraíba*

RESUMO

Este texto apresenta análise da evolução dos acordos internacionais assinados pelo Brasil em matéria de energia com os países da América Central e África, entre 1990 e 2018. O objetivo principal é de identificar os principais parceiros de cooperação do Brasil em cada região, o desempenho dos diferentes governos presidenciais brasileiros e quais as fontes energéticas envolvidas nos atos. Complementarmente, tem-se um estudo comparativo de como evoluiu a cooperação brasileira em ambas as regiões buscando, particularmente, similitudes e diferenças na atuação, bem como as particularidades existentes, de modo a delinear melhor a caraterística das iniciativas em ambos os casos. Para isso, foi feita uma pesquisa de caráter exploratória e descritiva com base na Plataforma Concórdia do Ministério das Relações Exteriores do Brasil e na aplicação web “Enetrix” desenvolvida pelo Grupo de Estudos sobre Segurança Energética. O trabalho possui cinco partes: a introdução que contextualiza a questão da energia nas relações internacionais; a seção dedicada à descrição geral do percurso metodológico da pesquisa com os atos internacionais; a parte em que são apresentados os resultados da análise dos atos através de elementos gráficos e textuais; as conclusões da pesquisa com a síntese de pontos que merecem destaque na pesquisa As pesquisas mostram que o Brasil: (1) possui 49 acordos assinados na área da energia com os países da África e 50 acordos firmados com os países da América Central, entre os anos de 1990-2018; (2) tem o governo do presidente Lula como o maior protagonista no fomento de acordos com ambas as regiões; e, (3) estabeleceu com países centro-americanos e africanos atos internacionais constituídos, sobretudo no âmbito da energia renovável.

Palavras-chave: Segurança energética; Diplomacia energética; Acordos internacionais; Brasil; África e América Central.

ABSTRACT

This, our research aims to analyze the evolution of cooperation agreements in energy matters ratified by Brazil with Central American and African countries, in particular to identify Brazil's main cooperation partners in each region and which energy sources are involved in the agreements. In addition, there is a comparative study of how Brazilian cooperation has evolved in both regions, particularly seeking similarities and differences in performance, as well as the existing particularities, in order to better outline the characteristics of the initiatives in both cases. In view of the above, an exploratory and descriptive research was carried out. The first part of the work is dedicated to bibliographic studies in order to guide knowledge about energy security, and guide the integration of energy in Brazil's cooperation with Africa and Central America. In the second stage, there is a documentary analysis of the agreements made available on Concordia, which is the official platform of the Ministry of Foreign Affairs of Brazil, where we extract data on cooperation agreements signed by Brazilian governments together with the countries of Central America and Africa. Our research shows that Brazil has 49 agreements signed in the area of energy with countries on the African continent between 1991 and 2018, and 41 agreements signed with Central American countries in the same area between the years mentioned. It is understood that Brazil used cooperation not only to project itself internationally as an active actor, but also as a tool to ensure domestic energy supply. Furthermore,

Keywords: Energy security; cooperation agreements; Brazil; Africa; Central America.

1. INTRODUÇÃO

Desde 1940 o Brasil procurou articular cooperação para elevar o nível de competitividade das bases produtivas nacionais, e agregar mais consumidores

para o mercado brasileiro. Nesse contexto, a cooperação sempre foi reconhecida pelos sucessivos governos brasileiros como um meio de aproximação com os países latino-americanos e africanos, os quais o Brasil compartilha laços históricos e culturais, embora existam outras motivações geopolíticas e econômicas que justificam a ligação desse país com a América Central e a África.

Além da modalidade emblemática de captação de conhecimento e transição da tecnologia para industrialização, o Brasil possui muitos acordos de cooperação em áreas diferentes como, por exemplo, a energia. Este recurso estratégico é o principal objeto de pesquisa deste artigo, e considerado motor da sociedade, o seu abastecimento gera segurança, o que é necessário para manter a economia de um país. Segundo Johansson (2013) a energia é uma commodity inerente à sociedade. A segurança energética é um fator indispensável nas políticas internas e externas dos Estados, ou seja, tal como afirma Medeiros (2009), o desenvolvimento econômico é altamente dependente dos recursos energéticos, sobretudo os commodity hidrocarbonatos (carvão, petróleo e o gás natural).

O tema da segurança energética começou a assumir posições de destaque nas políticas internas e externas dos países depois da crise do petróleo que o mundo enfrentou no ano de 1973[1]. Este evento fez com que a energia se constituísse ainda mais como um dos elementos essenciais para o desenvolvimento, tendo as políticas de suprimento energético eficientes como uma peça indispensável para aumentar o desenvolvimento econômico e dar uma boa vida à população. Destarte, os Estados sentem-se no dever de fornecer a energia para a população e suas empresas de modo a garantir um bom funcionamento da sociedade. A cooperação internacional emerge como

[1] Segundo Mommer (2004), a crise do petróleo de 1973 foi resultado de uma guerra política e económicas dos países Árabes (Egito, Síria e Jordânia) contra o Israel, que culminou na diminuição da exportação do petróleo árabe para outros países, sobretudo, os países aliados do Israel. Entretanto, a falta se suplemento do petróleo no mercado internacional altamente dependente do petróleo árabe, a demanda pelo este commodity ficou mais expressivo, consequentemente o preço de petróleo ficou muito alto gerando, assim, uma inflação incontrolável que ficou conhecida mundialmente como “crise do petróleo”.

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

meio para os Estados obterem a segurança energética através do suprimento necessário para garantir energia em seus territórios.

Diante disso, este trabalho tem como objetivo expor uma análise dos atos internacionais na área da energia feitos por Brasil com os países da África e da América Central (1990-2018). Os objetivos específicos consistem em ilustrar a evolução dos atos energéticos do Brasil com atores dessas regiões, fazer uma comparação dos atos energéticos nos sucessivos governos brasileiros e demonstrar as matrizes energéticas envolvidos nestes acordos. É de salientar que o Brasil possui uma ligação histórica e cultural muito forte com a África e a América Central, e isso constitui muitas vezes, o motivo da aproximação com os países dessas duas regiões.

A relação Brasil-África é secular e foi motivada inicialmente pelos eventos históricos do tráfico transatlântico de escravos e pelos processos coloniais semelhantes. Em certa medida, é aceitável afirmar que, a identidade histórica e cultural fez com que, hoje em dia, ambos os atores se tornassem grandes parceiros políticos e econômicos dentro da arena internacional (SARAIVA 1996 apud LEITE 2011). Diferente da África, o Brasil não teve muita presença diplomática na América Central, pois no continente americano, o Estado brasileiro sempre priorizou as suas relações com os países vizinhos (BETHEL, 2009; FEITOSA, 2018).

Não obstante as diferentes dinâmicas e prioridades em cooperação internacional ao longo de sua história, o Brasil firmou 50 atos energéticos com os países da América Central e 49 atos com os países africanos, desde 1990 a 2018[2]. A África possui 54 países, sendo que com 43 destes países possuem atos energéticos com o Brasil, ou seja, com 79% dos países africanos[3]. Já a

[2] CONCÓRDIA. Atos Internacionais Firmados com os países africanos e América Central na Temática Energética. Ministério das Relações Exteriores, 2022. Disponível em: https://concordia.itamaraty.gov.br/pesquisa-avancada.

[3] Países africanos que possuem relações energéticas com o Brasil: Angola, Benin, Botsuana, Burkina Faso, Etiópia, Gana, Libéria, Marrocos, Moçambique, Namíbia, Nigéria, Quênia, República do Congo, São Tomé e Príncipe, Senegal, Sudão, Tanzânia, Tunísia, Zâmbia e Zimbabué.

América Central possui 20 países, sendo que 12 desses países possuem atos assinados com o Brasil, o que representa 60% dos países centro-americanos[4].

2. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este trabalho foi feito através de uma pesquisa exploratória e descritiva dos dados registrados na plataforma Concórdia. A Plataforma é um banco oficial dos dados do Ministério das Relações Exteriores. Este sistema compreende todos os dados dos atos celebrados pelo Brasil na sua relação com outros atores internacionais. Portanto, o Concórdia constitui, assim, um sistema desenvolvido para ter acesso aos documentos e extrair informações da atuação do Brasil na arena internacional.

Vale salientar que, existe outro banco de dados fruto de pesquisa do Grupo de Estudos sobre Segurança Energética – Gesene (gesene.ufpb.br). vinculado ao Departamento de Relações Internacionais da Universidade Federal de Paraíba. Porém, o objetivo do Gesene é mais restrito, ele consiste em sistematizar apenas os dados dos atos do Brasil em matéria de energia, não só com os países da África e América Central, também com o resto dos continentes. A pesquisa desenvolvida pelo Gesene resultou na criação de uma plataforma web de registro, monitoramento e análise dos acordos do Brasil na área de energia, cujo nome é Enetrix – Energy Treaties Matrix (gesene-dev.ufpb.br). Esta ferramenta também foi de fundamental importância para a pesquisa apresentada neste texto.

No trabalho desenvolvido pelo Gesene, fez-se um levantamento de dados no Concórdia, e foram organizados no Excel com todas as informações dos acordos em matéria energética celebrados por Brasil. Para isso, foram baixados os documentos dos atos energéticos, através dos quais se fez uma análise exploratória dos dados, e são estes dados que foram usados para desenvolver este trabalho e obter os resultados que vão ser apresentados logo

[4] **América Central contém 20 países, e 12 desses países possuem relações energéticas com o Brasil, tais são**: Barbados, Belize, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haiti, Honduras, Jamaica, Nicarágua, Panamá, República dominicana, Trinidad e Tobago.

à frente. Além disso, o Enetrix foi utilizado como ferramenta de pesquisa para confirmação e complementação do estudo, devido às funcionalidades que possui.

Convém enfatizar que, os dados sistematizados no banco de dados do Gesene contêm informações que foram extraídas dos documentos e analisados detalhadamente, destacando as seguintes variáveis: data em que os atos foram assinados, tipos de parceiros, tipos de atos, títulos dos atos, signatários, região dos parceiros, local da assinatura, objetivos dos atos, recursos energéticos envolvidos nos atos, matrizes energéticas envolvidas e tipos de documentos dos atos energéticos.

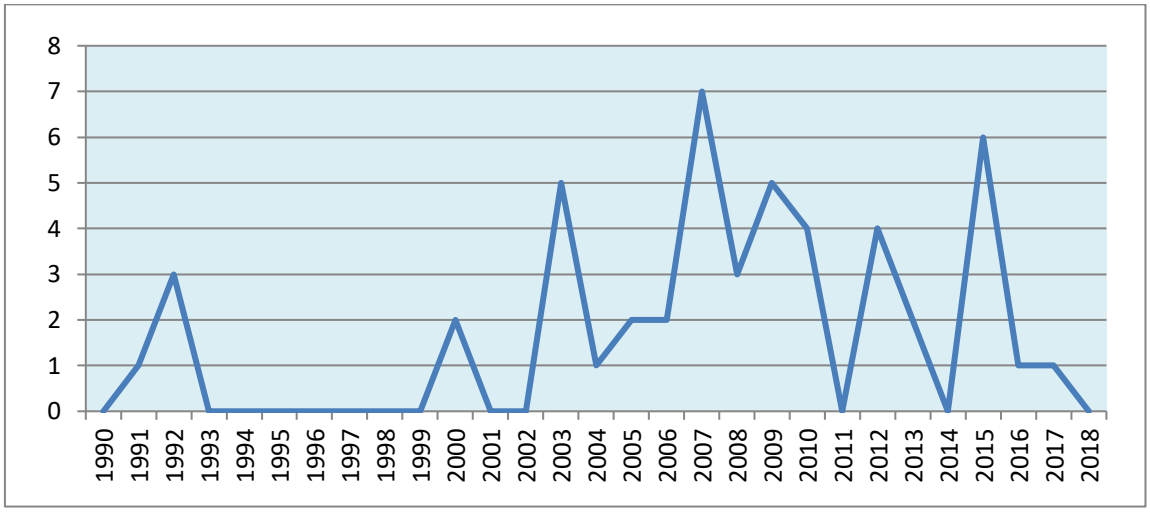
Entretanto, para este artigo, foram selecionadas as seguintes variáveis: a data dos atos para analisar a evolução dos atos energéticos por ano e números dos atos por mandatos, recursos energéticos foram usados para citar e quantificar os tipos dos recursos energéticos envolvidos nos atos, tipos de matrizes energéticos citados e quantificados. É a partir destas informações que foram produzidas as análises acerca dos atos da diplomacia energética brasileira no continente africano e na América Central.

3. RESULTADOS

De acordo com os dados levantados, o Brasil possui 49 atos internacionais firmados com os países africanos, e 50 outros assinados com os países da América central em matéria energética. Na primeira parte dessa pesquisa foi feita uma análise sobre a evolução dos atos energéticos firmados por Brasil em ambas as regiões. As informações desta variável foram representadas inicialmente num gráfico 1, como pode-se observar abaixo.

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

Gráfico 1 – Evolução dos acordos em matéria energética entre Brasil-África por ano (1990-2018)



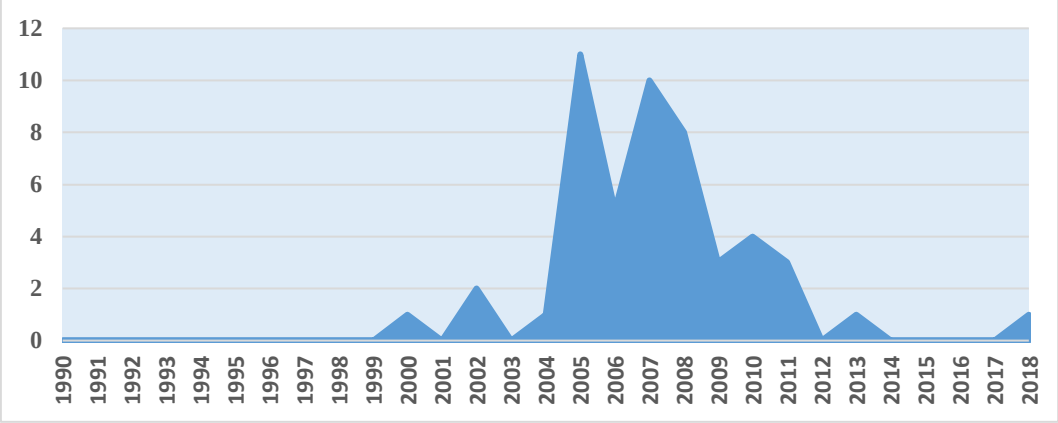
Fonte: produzido pelos autores, (2022).

Observando o gráfico atentamente, percebe-se que os atos energéticos com a África começaram muito lento, pelo menos nos primeiros momentos. Visto que de 1991 até 2002, o Brasil fez apenas seis atos com os países deste continente. Nos anos 2003 os fluxos deram uma subida leve, aumentando o fluxo dos atos energéticos com pico no ano 2007, considerado o maior. Só neste ano, foram estabelecidos sete atos energéticos, ou seja, só em 2007 o Brasil estabeleceu 14% dos seus acordos com os países daquele continente. No entanto, podemos constatar uma queda significante a partir de 2016 até 2018, pois durante este período o Brasil estabeleceu apenas dois acordos.

Na América Central a evolução dos atos internacionais começou de uma forma diferente da relação Brasil-África. De 1990 a 1999, o Brasil não realizou nenhum acordo energético com os países da América Central. Isso mudou a partir do segundo mandato do governo FHC, que realizou três acordos com a região centro-americana entre os anos 2000 e 2002. Os fluxos dos atos aumentaram durante o mandato do governo Lula entre os anos de 2003 e 2010, pois só nestes anos foram feitos 42 atos energéticos com tal região. Depois desses anos, os atos energéticos começaram a decrescer

significativamente tendo apenas cinco atos de 2011 até 2018, tal como apresenta o gráfico 2 abaixo.

Gráfico 2 – Evolução dos atos feitos pelo Brasil por ano na América Central



Fonte: produzido pelos autores (2022)

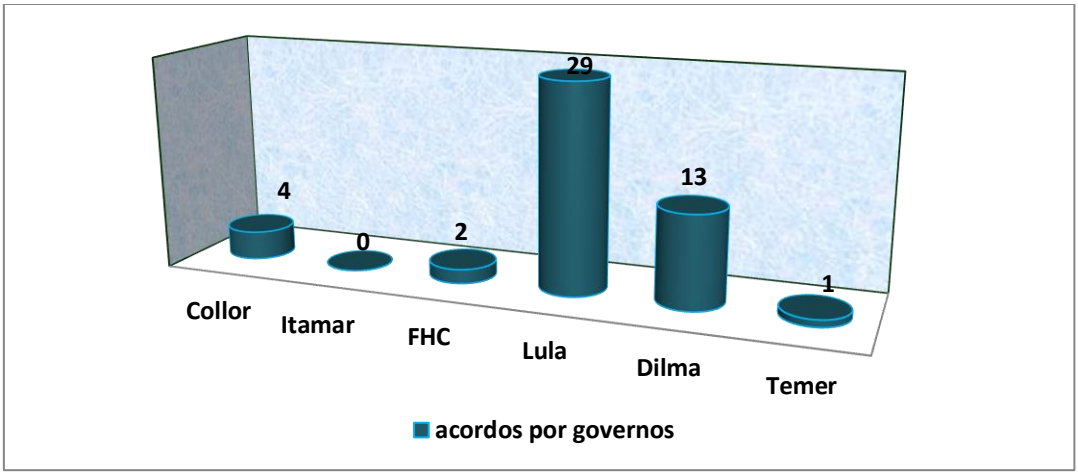
Após uma análise da evolução de atos por ano, fez-se uma representação gráfica dos atos por mandatos de cada presidente brasileiro em ambas as regiões. É importante trazer essa informação, porque ela nos faz perceber como é desenvolvida a diplomacia energética em cada mandato, e qual presidente que mais teve relações energéticas nessas duas regiões.

No continente africano, o governo do presidente Lula é o que mais teve atos energéticos com os países africanos. Só neste governo foram assinados 29 acordos, número correspondente a 59% do total dos acordos assinados pelo Brasil com os países africanos. O governo Dilma é o segundo governo que mais estabeleceu cooperação energética, em termos de acordos firmados, com os países do continente africano, cobrindo 26% do total dos acordos energéticos. Nota-se que o Partido dos Trabalhadores (PT) é o partido brasileiro que mais desenvolveu acordos energéticos com os países da África, pois, os acordos assinados durante o mandato de Lula e Dilma correspondem a 85% do total. Isso mostra que, para o governo petista a África é um parceiro relevante para a cooperação energética, enquanto para outros governos esse

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

continente não parece ter sido tão interessante, como se pode notar no gráfico embaixo.

Gráfrico3 – Apresenta quantidade de atos por governos brasileiros em África

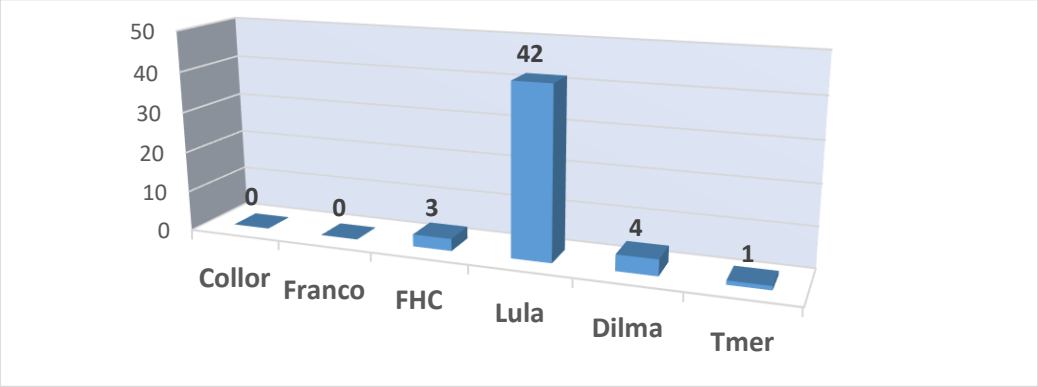


Fonte: produzido pelos autores (2022)

Do mesmo modo, na América central os governos petistas superaram todos os outros governos contemplados neste artigo. Durante o governo Lula observou-se, mais uma vez, um fluxo maior dos acordos assinados com os países da América Central, pois só neste governo, foram feitos 42 atos, correspondente a 80% do total dos atos feitos por Brasil na América Central. Novamente, o governo Dilma aparece em segundo lugar em atos internacionais energéticos com a América Central com quatro atos, deixando para trás o governo Collor, que possui apenas três atos energéticos firmados. O gráfico embaixo ilustra com clareza, o governo que mais desenvolveu a diplomacia energética na América Central.

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

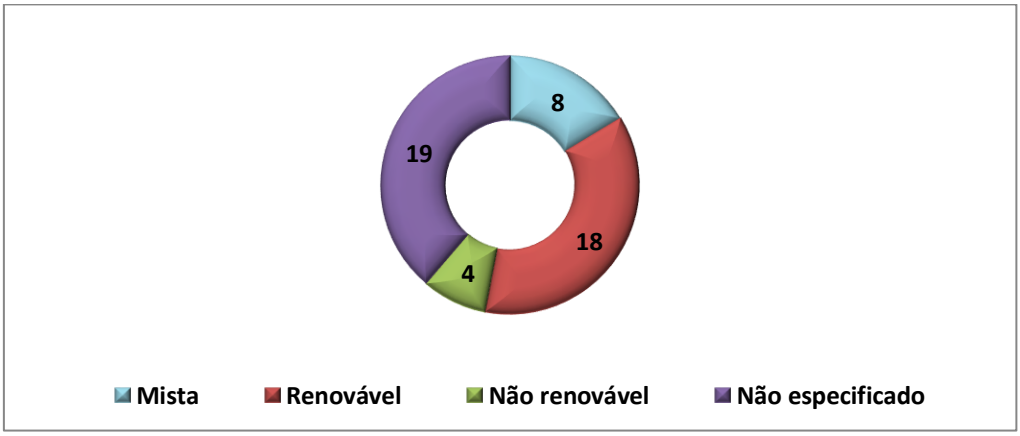
Gráfico 4 – Apresenta quantidade de atos por governos brasileiros na América central



Fonte: produzido pelos autores (2022)

Outro elemento importante de ressaltar dentro da diplomacia energética está atrelado à matriz energética contemplada nos atos. Esta variável é relevante, pois ajuda a entender quais as fontes energéticas mais procuradas na diplomacia energética brasileira em ambas as regiões: renováveis ou não renováveis.

Gráfico 5 – Apresenta números de citações das matrizes energética envolvidas nos acordos de cooperação Brasil-África

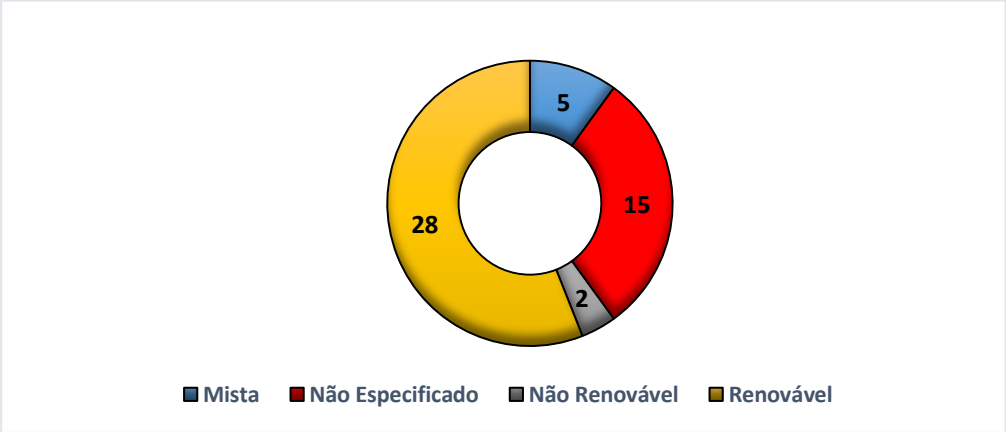


Fonte: produzido pelos autores (2022)

O gráfico acima nos mostra que 36% dos acordos da cooperação energética do Brasil com os países africanos envolvem a energia renovável, apenas 8% envolve a matriz energética não renovável, e, podemos notar

também que 16% dos acordos nessa área envolve a energia mista, ou seja, a junção das duas matrizes: renovável e não renovável. Por outro lado, temos 19 acordos correspondentes a 38% do total dos acordos, que não foram especificados os tipos de matriz energética envolvida.

Gráfico 6 – Apresenta números de citações das matrizes energética envolvidas nos acordos de cooperação Brasil-América-central



Fonte: produzido pelos autores, (2022)

Na América Central a maioria das energias contempladas nos atos é da matriz renovável. O gráfico acima indica que 56% dos atos feitos pelo Brasil com os países da América Central envolvem a energia renovável, e 30% dos atos energéticos não foram identificados. Por outro lado, 10% dos atos envolvem ambas as matrizes, e apenas 4% são ocupados pela matriz energética não renovável.

4. CONCLUSÃO

Percebe-se que os atos do Brasil em África e na América Central tiveram seus momentos altos e baixos, devido à política da diplomacia energética de cada governo contemplado nesse artigo. O Brasil estabeleceu 50 atos com os países da América Central, enquanto com os países africanos foram 49 atos, entre 1990 e 2018. Isso representa 79% dos países africanos e 60% dos países centro-americanos.

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

Nota-se também, que o maior fluxo dos atos energéticos em África, assim como na América Central foi entre os anos 2003 e 2011. Nestes anos, quem governava o Brasil era do Partida dos Trabalhadores, em que Lula foi o presidente brasileiro que mais teve atos energéticos em ambas as regiões, sendo o que mais desenvolveu a diplomacia energética na América Central e na África.

Outra conclusão diz respeito aos tipos das matrizes energéticas envolvidas nos atos energéticos do Brasil com os atores dessas duas regiões. Constatou-se que, a matriz energética renovável é a fonte da energia mais procurada pelo estado brasileiro na sua relação com o continente africano e com os países do centro americano. Em África as energias renováveis ocupam 36% do total dos atos feitos, e na América Central 56% dos atos envolvem energias renováveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BETHELL, Leslie. O Brasil e a ideia de “América Latina” em perspectiva histórica. Estud. hist. (Rio J.) 22 (44), Dez 2009, p. 289-321. Disponível em: https://doi.org/10.1590/S0103-21862009000200001. Acesso em: maio de 2022.

FEITOSA, Marques Lucas. Cooperação energética brasileira com países da América do sul: análise dos acordos realizados durante os governos de FHC e Lula**.** Universidade Federal de Paraíba, João Pessoa 2018.

JOHANSSON, Bengt. A broadened typology on energy and security. Energy, [s.l.], v. 53, p.199-205, maio 2013. Elsevier BV.

MEDEIROS, Daniela Marques. O etanol e o petróleo no processo de inserção internacional do Brasil no governo Lula. II Simpósio de Pós-Graduação em Relações Internacionais do Programa “San Tiago Dantas” (UNESP, UNICAMP e PUC/SP). São Paulo, Anais... 2009.

MOMMER, BERNARD. Global Oil and the Nation State**.** Oxford institute for energy studies, 2002.

SARAIVA, O lugar da África: a dimensão atlântica da política externa brasileira (de 1946 a nossos dias). Brasília: Editora da UnB, 1996

ANÁLISE DOS CUSTOS DE CAPITAL PARA UMA TERMOELÉTRICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL NO NORDESTE BRASILEIRO: UMA APLICAÇÃO DO WACC E CAPM

Amadeu Junior da Silva Fonseca[1]; Luiz Moreira Coelho Junior[1]; Roberto Castro[2], Dorel Soares Ramos[2,3]; João Carlos de Oliveira Mello[4]

[1]Universidade Federal da Paraíba; [2]MRTS Consultoria em Engenharia; [3]Universidade de São Paulo; [4]Thymos Consultoria

RESUMO

Este artigo analisou o custo de capital de uma usina termoelétrica a óleo combustível no nordeste brasileiro, aplicando *o Capital* Asset Pricing Model (CAPM) e o Weighted Average Capital Cost (WACC). Calculou o risco dos empreendimentos por meio da correlação entre os ativos de carteira com 18 empresas do Índice de Energia Elétrica (IEE), cotadas na B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Inferiu a volatilidade do mercado sob as variáveis Beta alavancado; Beta não alavancado; Desvio padrão; Relação entre Dívida Líquida e Patrimônio Líquido (D/E); e Retorno médio dos ativos. Foi calculado o WACC local da termoelétrica a óleo combustível com base no CAPM local. Os principais resultados mostram que as empresas do IEE obtiveram retorno médio diário positivo, exceto uma, e a volatilidade dos ativos com o desvio padrão flutuando entre 1,36% e 3,74% e os betas alavancados de 0,25 a 1,17 e média de 0,54. A média do beta não alavancado do IEE foi de 0,37 e o D/E de 84,4%. O WACC da Aneel foi 10,55% a.a. e WACC local de 11,15% a.a., apresentando uma diferença de 0,6% a.a. do empreendimento estudado. Conclui-se que a estimação do WACC para a termoelétrica de capital fechado se mostrou mais realista ao custo do capital da usina.

Palavras-chave: Energia; Termoelétrica; Estrutura de capital.

ABSTRACT

This paper analyzed the cost of capital of a fuel oil thermoelectric plant in northeastern Brazil, applying the Capital Asset Pricing Model (CAPM) and the Weighted Average Capital Cost (WACC). It calculated the risk of the projects through the correlation between the portfolio assets with 18 companies of the Electric Energy Index (IEE), listed on B3 S.A. - Brazil, Stock Exchange, Counter (B3). Inferred market volatility under leveraged Beta variables; Unleveraged Beta; Standard deviation; Ratio between Net Debt and Equity (D/E); and Average return on assets. The local WACC of the fuel oil thermoelectric plant was calculated based on the local CAPM. The main results show that IEE companies had positive average daily return, except for one, and asset volatility with standard deviation fluctuating between 1.36% and 3.74% and leveraged betas from 0.25 to 1.17 and mean of 0.54. The IEE's average unleveraged beta was 0.37 and the D/E was 84.4%. Aneel's WACC was 10.55% p.a. and local WACC of 11.15% p.a., showing a difference of 0.6% p.a. of the studied enterprise. It is concluded that the WACC estimation for the privately held thermoelectric plant proved to be more realistic at the plant's cost of capital.

Keywords: Energy; thermoelectric; Capital structure.

1. INTRODUÇÃO

O mercado energético brasileiro é, principalmente, formado por usinas hidrelétricas, sobretudo por fatores ambientais e econômicos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2020). Além da inserção das fontes renováveis, eólica e solar, existem muitos desafios pela variabilidade na geração que acabam cedendo espaço para utilização da energia térmica, por sua ampla capacidade de flexibilidade e confiabilidade na geração de energia (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY - DOE, 2015). A boa gestão dos recursos aplicados agrega valor econômico para a empresa à medida que o resultado de suas operações excede o custo total de captação. Essa agregação de riqueza verifica os benefícios econômicos no futuro, reduzindo riscos do negócio e os custos de captação (ASSAF NETO, 2014).

O custo de capital, reflete a remuneração mínima exigida por proprietários em relação ao custo da dívida, credores, e o custo de capital próprio nas proporções utilizadas para financiamento de suas atividades. Todo investimento ou orçamento de capital visa a maximização do lucro e geração de valor. Quanto menor o custo de um empreendimento, melhores serão as chances de bons resultados do investimento. Um dos custos contabilizados para o sucesso da empresa, é o custo de capital. Este, compreende a taxa de retorno esperada pelos provedores de capital no mercado (ASSAF NETO, 2014; GITMAN, 2010; HAWAWINI & VIALLET, 2009).

As fontes de capital de uma empresa são originadas de financiamentos, empréstimos, debêntures, sócios, acionistas, entre outros. Cada uma dessas fontes possui custo próprio, formando o custo de capital total e cada fornecedor de capital recebe o custo de oportunidade dada as condições de risco, reforçou que para tomada de decisão, a estrutura de capital de uma empresa possui grande complexidade nas variáveis envolvidas (GITMAN, 2010; LAPPONI. 2007). O Custo Médio Ponderado de Capital ou *Weighted Average Capital Cost* (WACC) determina a taxa mínima requerida para atender as necessidades dos stakeholders, que aceita ou não o risco de investir em algum projeto, tornando-a um dos pilares da teoria de finanças corporativa. O *Capital Asset Princing Model* (CAPM), mensura o Custo de Capital Próprio relacionado ao risco e retorno. Na concepção da abordagem, quanto maior o risco envolvido, maior o retorno esperado, tornando atrativo o prêmio de risco a sua exposição ao risco, ao abrir mão de investir em um ativo livre de risco (ASSAF NETO, 2017; DAMODARAN, 2017).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) calcula o custo de capital, para efeito de revisão de tarifa ou receita dos segmentos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. Sabendo que as usinas termoelétricas são de capital intensivo deve-se conhecer a estrutura e o custo de capital fundamental para avaliação do modelo de negócio, principalmente, tratando-se de usinas com capital fechado, onde os dados são confidenciais. O cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital segue as premissas da

entidade e passa por revisões periódicas por meio de consultas públicas (ANEEL, 2020). Contudo, este artigo avaliou o custo de capital de credores e acionistas de uma usina termoelétrica movida a óleo combustível, de capital fechado, através dos métodos CAPM e WACC.

2. MATERIAL E MÉTODOS

2.1 Objeto de Estudo

O estudo foi realizado em uma central elétrica constituída por duas Unidades Termoelétricas - UTEs, movidas a óleo combustível, no nordeste brasileiro. Localizada João Pessoa - PB possui uma Potência instalada de 342 MW, em um terreno com 800 mil m², e quatro acionistas com as seguintes participações: 53,34%, 41,66%, 2,46% e 2,53 %.

2.1.1 Custo de Capital Próprio

O CAPM assume o princípio de que existe dois tipos de risco: o risco diversificável e o risco não diversificável. Markowitz (1952), afirma que o risco de mercado, diversificável, seria o único a ser considerado pelos investidores, pois de alguma forma poderia ser estimado. O CAPM (Equação 1) foi utilizado para calcular o risco da termoelétrica decorrente de sua inclusão no mercado, indicado pelo beta (ASSAF NETO, 2014; DAMODARAN, 2017).

$$Ke = rf + \beta(rm - rf) \quad (1)$$

onde, Ke é o retorno esperado, rf é a taxa de retorno livre de risco, β é o risco relativo do empreendedor em relação ao mercado, $rm - rf$ é o prêmio de risco de mercado. O prêmio de risco estimado considera uma carteira representativa no mercado de ações, como por exemplo, o Índice Bovespa (IBOV), criado pela B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3).

Assaf Neto (2014) destaca a dificuldade de estimar o custo de capital próprio no Brasil através do método CAPM. A elevada volatilidade dos diversos índices brasileiros dificulta o uso do método para representação da tendência de

comportamento futuro. O CAPM local utiliza dados e informações disponíveis no mercado onde as empresas estão inseridas. No caso brasileiro, os betas são extraídos das empresas selecionadas, a carteira de mercado é o IBOV e a taxa livre de risco é dada pela remuneração dos títulos públicos federais. Este, é indicado para empresas que operam no mercado interno em que estão inseridas (ASSAF NETO, 2014). Quanto à taxa livre de risco utilizou-se as Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA) que incorporam também o risco país (ANEEL, 2020). Na análise do mercado nacional, a Tabela 1 mostra a carteira de empresas brasileiras do setor energético, que estão no Índice de Energia Elétrica (IEE) (B3, 2021).

Tabela 1 - Empresas brasileiras selecionadas, representantes do Índice de Energia Elétrica (IEE), cotadas na Bolsa de Valores de São Paulo (B3)

Código	Empresa
ALUP11	ALUPAR INVESTIMENTO S.A.
CESP6	CESP - CIA ENERGETICA DE SAO PAULO
CMIG4	CEMIG - CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS
COCE5	COELCE - CIA ENERGETICA DO CEARÁ
CPFE3	CPFL ENERGIA
CPLE6	COPEL - CIA PARANAENSE DE ENERGIA
EGIE3	ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
ELET3	ELETROBRAS - CENTRAIS ELET BRAS S.A.
ENBR3	EDP ENERGIAS DO BRASIL
ENEV3	ENEVA S.A.
ENGI11	ENERGISA S.A.
EQTL3	EQUATORIAL ENERGIA S.A.
LIGT3	LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S.A.
NEOE3	NEOENERGIA S.A.
OMGE3	OMEGA GERAÇÃO S/A
TAEE11	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.
TIET11	AES TIETE ENERGIA S.A.
TRPL4	ISA CTEEP - CIA TRANSMISSÃO ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA

Fonte: B3 (2021)

Achou o Ke, que é o retorno esperado em dólares, rf é o retorno do ativo livre de risco, dado pelo retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (NTN-B), medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), disponibilizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas (IBGE), utilizando uma janela de 10 anos (ANEEL, 2021), β é o beta do ativo, $(rm - rf)$ é o prêmio de risco, que é a diferença entre o retorno da carteira do Índice Standard & Poor's 500 (S&P500) e retorno do ativo livre de risco (ASSAF NETO, 2014). Foi realizado o ajuste para obter o Ke (Equação 2) em reais (ASSAF NETO, 2014).

$$Ke_{BR} = \frac{(1 + Ke_{USD})(1 + \ inflação\ BR)}{(1 + \ inflação\ USD)} - 1 \quad (2)$$

em que, A $inflação\ BR$ é a inflação medida pelo IPCA. A $inflação\ USD$ é medida pelo *Consumer Prices Index* (CPI), calculado pelo *U.S. Bureau of Labor Statistics*.

2.1.1.1 Análise de Risco

Em relação ao risco dos empreendimentos foi calculada a correlação dos índices para complementação da análise de risco. À medida que os índices de mercado são afetados, as empresas também podem ser afetadas. A correlação é calculada através da Equação 3 (BODIE; KANE; MARCUS, 2015):

$$Corr(R_{a,}R_b) = \frac{Cov(a,b)}{S_a\ x\ S_b} \quad (3)$$

onde, $Corr(R_{a,}R_b)$ é a correlação das empresas e o retorno das carteiras de mercado, respectivamente, $Cov(a,b)$ é a covariância entre os índices e $S_a x S_b$ é o desvio padrão dos índices. Calculou a covariância entre os índices foi calculada pela Equação 4 (BODIE; KANE; MARCUS, 2015):

$$Cov(R_{a,}R_b) = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(R_{A_i}-\underline{R_A}\right)\left(R_{B_i}-\underline{R_B}\right)}{n} = \sigma_{AB} \quad (4)$$

onde, R_{A_i} é o retorno das empresas no período, $\underline{R_A}$ é a média dos retornos das empresas, R_{B_i} é o retorno dos índices no período, $\underline{R_B}$ é a média dos retornos dos índices, e n são o número de períodos. Sabe-se que quanto maior a volatilidade dos ativos maior é o risco. De acordo com Brealey, Myers e Allen (2007), o beta (β), Equação 5, indica a sensibilidade do ativo em relação à volatilidade do mercado, ou seja, entre o retorno dos ativos da carteira e o retorno dos índices de mercado, o IBOV e S&P500.

$$\beta i = \frac{Cov(Ri, Rm)}{S^2(Rm)} \quad (5)$$

onde, $Cov(Ri, Rm)$ é a covariância entre o retorno dos ativos e o retorno dos índices de mercado. $S^2(Rm)$ é a variância dos retornos da carteira de mercado. O beta do patrimônio líquido é dado pelo beta não alavancado ($\beta\tau$), Equação 6 e o beta do ativo corresponde ao beta alavancado ($\beta\mu$), Equação 7.

$$\beta\mu(não\ alavancado) = \frac{\beta}{1 + (1 - T)\frac{D}{E}} \quad (6)$$

$$\beta\tau(alavancado) = \beta(1 + (1 - T)\frac{D}{E} \quad (7)$$

em que, β é o beta da termoelétrica, E é o valor do Patrimônio Líquido, D é o valor da Dívida Líquida e T é a Taxa Marginal do Imposto, 34% no Brasil (ANEEL, 2020). Calculou a média dos betas sem alavancagem das empresas e o beta da termoelétrica alavancado usando a estrutura de capital da firma.

2.1.2 Custo do Capital de Terceiros

O custo de capital de terceiros (Kd), Equação 8, representa os juros exigido pelos credores e inclui outras despesas financeiras da empresa. Leva-se em consideração todos os custos de empréstimos de curto e longo prazo da empresa e as respectivas taxas de juros ponderadas. O processo foi repetido para cada tipo de empréstimo da termoelétrica por meio da Equação 9, e a seguir foi calculado o custo médio ponderado da dívida (ASSAF NETO, 2014):

$$Kd1 = (1 + taxaprefixada1)\ x\ (1 + indexador\ atual1) - 1 \quad (8)$$

$$Kd = kd1\ x\ \left(\frac{D1}{D\ total}\right) + kd2\ x\ \left(\frac{D2}{D\ total}\right) + \cdots + kdn\ x\ \left(\frac{Dn}{D\ total}\right) \quad (9)$$

2.1.2.1 Custo de Capital

O Custo de Capital é a taxa média requerida por *stakeholders*, acionistas (capital próprio) e credores (capital de terceiros). O custo médio ponderado de capital (WACC), Equação 10 (ASSAF NETO, 2014).

$$WACC = \left(\frac{E}{E+D}\right) Ke + \left(\frac{D}{E+D}\right) Kd(1-T) \quad (10)$$

onde, E é o valor do Patrimônio Líquido, D é o valor da Dívida Líquida, Ke é o Custo do Capital Próprio, Kd é o Custo do Capital de Terceiros e T é a Taxa Marginal do Imposto, 34% no Brasil (ANEEL, 2020). Para calcular a Dívida Líquida (D), soma-se os empréstimos do passivo circulante mais os empréstimos do passivo não circulante e reduz-se os valores do caixa e aplicações financeiras. O custo de capital dos sócios (Ke) na análise representa o retorno mínimo aceito pelos investidores em relação ao risco da termoelétrica, calculado pela abordagem CAPM.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 4 apresenta os principais resultados do estudo no período observado das empresas brasileiras compõem o IEE em relação ao IBOV: o retorno diário médio dos ativos; desvio padrão; beta alavancado; relação entre Dívida Líquida (D) e Patrimônio Líquido (E); beta não alavancado; custo de capital próprio (Ke) em dólares (US$); e custo de capital próprio em reais (R$).

Tabela 4 - Principais resultados da análise das empresas brasileiras em relação ao IBOV, no período de janeiro/2011 a dezembro/2019, em ordem alfabética

Código	Retorno médio	Desvio padrão	Beta alavancado	D/E	Beta não alavancado	Ke (USD)	Ke (BRL)
ALUP11	0,06%	1,70%	0,42	46,8%	0,28	8,4%	11,8%
CESP6	0,03%	2,24%	0,63	33,0%	0,57	11,1%	14,6%
CMIG4	0,03%	2,62%	0,99	63,6%	0,70	15,8%	19,5%
COCE5	0,06%	1,67%	0,32	15,4%	0,21	7,0%	10,4%
CPFE3	0,04%	1,66%	0,56	105,4%	0,37	10,3%	13,7%
CPLE6	0,04%	2,23%	0,89	54,6%	0,73	14,6%	18,2%
EGIE3	0,06%	1,49%	0,50	14,5%	0,24	9,4%	12,8%
ELET3	0,04%	3,24%	1,17	81,5%	0,89	18,2%	21,9%
ENBR3	0,05%	1,89%	0,58	64,7%	0,43	10,5%	13,9%
ENEV3	-0,10%	3,74%	0,43	76,2%	0,30	8,5%	11,9%
ENGI11	0,10%	1,95%	0,27	88,1%	0,12	6,4%	9,7%
EQTL3	0,11%	1,57%	0,44	158,0%	0,28	8,7%	12,0%
LIGT3	0,01%	2,53%	0,80	83,9%	0,47	13,3%	16,9%
NEOE3	0,32%	1,36%	0,26	71,8%	0,15	6,2%	9,5%
OMGE3	0,13%	1,54%	0,25	202,9%	0,17	6,2%	9,5%
TAEE11	0,06%	1,59%	0,38	75,9%	0,24	7,8%	11,2%
TIET11	0,06%	1,54%	0,43	99,0%	0,18	8,5%	11,9%
TRPL4	0,04%	1,75%	0,41	184,4%	0,37	8,2%	11,6%

A análise estatística de correlação obteve mediana de 39,7% para as empresas, denotou a associação entre as empresas e o índice IBOV, mostrando correlação positiva. De acordo com Bodie, Kane e Marcus (2015), a análise de correlação oferece uma excelente percepção da relação entre o retorno das variáveis, que é percebido no retorno esperado dos ativos.

Em outras análises, todas as empresas obtiveram retorno médio diário positivo, exceto a ENEV3. Analisando o desvio padrão que interessa à estimativa do beta, o parâmetro refletiu a volatilidade dos ativos, os valores flutuaram entre 1,36% e 3,74%. Bodie, Kane e Marcus (2015), apontam que essa investigação é frequentemente utilizada por analistas para compreender cenários em séries temporais. Assaf Neto (2014), completa dizendo que o risco de um negócio é constantemente representado por essa medida estatística. Assim, o desvio padrão revela o risco ao escolher um determinado ativo, constituindo um importante indicador para tomada de decisão de investimentos que tem por fundamento analisar o risco e o retorno dos ativos.

De acordo com a teoria, quanto maior o risco, mais elevado é o retorno desejado. Ao escolher ENEV3, para que o investimento seja viável o investidor deverá exigir um retorno maior para compensar sua exposição ao risco. Já NEOE3 seria a melhor alternativa com o menor desvio padrão (1,36%) da série e o mais favorável retorno diário (0,32%). O beta alavancado configura um importante indicador que estima o risco relativo das empresas, essa medida de risco tem como referencial o risco de mercado, representado pelo IBOV. Os valores podem ser maiores, iguais ou inferiores a zero.

O intervalo dos betas foi de 0,25 a 1,17, indicando o resultado de cada empresa investigada. A empresa ELET3 evidenciou o maior beta (1,17) da carteira, possuindo risco superior ao risco de mercado ($\beta > 1$). De acordo com o método CAPM, ao escolher esse ativo ou empresa, o investidor espera um prêmio maior para seu investimento, todavia incorre em maiores riscos. Essa hipótese é confirmada na Tabela 4, com a contabilização do maior retorno esperado em 21,9% para esse ativo, resultado do Ke em reais. A empresa OMGE3 destacou-se na análise apresentando o menor beta (0,25), conferindo o menor risco em relação ao mercado ($\beta < 1$), e também o menor retorno esperado (9,5%) conforme Tabela 4, na análise do Ke em reais. O intervalo dos betas serve de *benchmark*, compondo um importante parâmetro para avaliação do nível de risco apresentado pelo beta da termoelétrica na avaliação final.

Os principais resultados da análise da termoelétrica do ponto de vista das empresas brasileiras são compilados na Tabela 5. Com base no quociente de endividamento das empresas brasileiras (0,36), o beta alavancado da termoelétrica foi estimado em 0,38. O spread entre o beta alavancado e beta não alavancado deixa em evidência que a termoelétrica não depende do capital de terceiros para financiar sua atividade operacional. Esse evento reflete o sucesso da boa gestão e performance operacional do empreendimento. A relação entre dívida líquida e capital de terceiros da termoelétrica calculada foi de 3%. Apesar do baixo custo de capital de terceiros, a usina ainda dispõe de financiamentos a pagar.

Tabela 5 - Resultado das análises do custo de capital da termoelétrica com base na análise de empresas brasileiras e americanas

Parâmetros	Empresas Brasileiras
Beta alavancado	0,38
Beta não alavancado	0,36
Custo do capital próprio (Ke) em Reais	11,32%
Custo do capital de terceiros (Kd) em Reais	8,19%
WACC	11,15%

Entre as empresas, o percentual variou de 14,5% a 202,9% para empresas brasileiras e 66,4% a 314,1% para empresas americanas. A análise demonstrou que apesar de maior quociente de endividamento as empresas americanas possuem menor beta, apontando maior risco para as empresas que fazem parte do cenário brasileiro. Comparando com o beta médio alavancado de mercado (0,54) das empresas brasileiras, e as empresas americanas, beta médio alavancado (0,51), a termoelétrica apresentou menor risco considerando as empresas de ambos os mercados, nacional e internacional. A baixa exposição à capital de terceiros é o principal fato para diluir o risco da empresa. Considerando o montante e a taxa dos financiamentos tomados pela termoelétrica no período analisado, o custo do capital de terceiros (Kd) foi aferido em 8,19%. Aplicando a metodologia CAPM, o retorno requerido pelos acionistas

(Ke) em dólares (US$) foi de 8,19% e 11,32% em reais (R$) para o caso brasileiro e 10,29% em reais (R$) para o caso internacional. O WACC calculado para o período de 2020 pela Aneel (2021), foi estimado em 10,55%. Comparando com o resultado das empresas brasileiras (11,15%) e empresas americanas (10,29%), no período da análise variou 0,6% (empresas brasileiras) e 0,26% (empresas americanas).

4. CONCLUSÃO

A partir das análises realizadas, conclui-se que as empresas do IEE obtiveram retorno médio diário positivo, exceto uma, e a volatilidade dos ativos com o desvio padrão flutuando entre 1,36% e 3,74% e os betas alavancados de 0,25 a 1,17 e média de 0,54. A média do beta não alavancado do IEE foi de 0,37 e o D/E de 84,4%. O custo de capital da termoelétrica, poderia ser maior. A presença de capital de terceiros na estrutura de capital adiciona mais risco ao negócio. Pela baixa contração de dívidas com terceiros e baixo nível de alavancagem financeira, 97% do beta estimado é associado unicamente ao risco do negócio e apenas 3% com capital de terceiros. A estimação do WACC para a termoelétrica de capital fechado se mostrou mais realista ao custo do capital da usina.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica 45/2020 -SRM/ANEEL, de 14/04/2020, conforme detalhado no item “III.4.1- Taxa Regulatória de Remuneração de Capital real e antes de impostos – Segmento de Distribuição – por alíquotas de IRPJ e CSLL”. Brasília: ANEEL, 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica 34/2021 – SGT-SRM/ANEEL, de 10/03/2021, Atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital. Brasília: ANEEL, 2021.

ASSAF NETO, A. Finanças Corporativas e Valor. São Paulo: Atlas, 2014.

ASSAF NETO, A. Mercado Financeiro. São Paulo: Atlas, 2017.

B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Índice de Energia Elétrica (IEE B3). Disponível em: <https://www.b3.com.br/>. Acesso em: 20 abr. 2021.

BODIE, Z.; KANE, A.; MARCUS, A. J. Investimentos. Porto Alegre: AMGH Editora, 2015.

BREALEY, R; MYERS, S; ALLEN, A. Principles of Corporate Finance. Boston McGraw-Hill/Irwin, 2007.

DAMODARAN, A. Valuation: como avaliar empresas e escolher as melhores ações. LTC, 2017.

DOE - U.S DEPARTMENT OF ENERGY. Quadrennial Technology Review: An Assessment of Energy Technologies and Research Opportunities, 2015.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019. Rio de Janeiro, 2020.

GITMAN, L. J. Princípios da Administração Financeira. 12ª ed. Porto Alegre: Pearson, 2010.

HAWAWINI, G.; VIALLET, C. Finance for Executives: Managing for Value Creation. 4. ed. South-western Cengage Learning, 2009.

LAPPONI, J. C. Projetos de investimento na empresa. 3. ed. Rio de Janeiro: Campus/Elsevier, 2007.

MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. The Journal of Finance, v.7, n. 1, p.77-91, 1952.

ANÁLISE DOS IMPACTOS NA ECONOMIA BRASILEIRA DA SUBSTITUIÇÃO DO COMBUSTÍVEL DA FROTA DE CARROS CICLO-OTTO POR ELETRICIDADE EM VES, USANDO UM MODELO DE EQUILÍBRIO GERAL

Mariana de Mello Duarte

Universidade Estadual de Campinas

RESUMO

Um grande desafio atual é atingir as metas de redução de emissões de GEE propostas para restringir o aumento da temperatura global a 1,5°C. E um dos setores mais intensivos em carbono é o de transportes, responsável por 23% das emissões globais e por 65,6% do consumo mundial de combustíveis derivados de petróleo. Dentre as soluções para descarbonização do setor está a eletrificação, uma tendência na China, nos Estados Unidos e na Europa. No Brasil, as discussões sobre o tema são incipientes e pouco centradas no aspecto econômico. Esse será, portanto, o assunto do artigo, que analisará os impactos na economia brasileira da substituição do consumo de gasolina e etanol de 100% da frota nacional de carros ciclo-otto por eletricidade em veículos do tipo BEV. A análise será realizada com o apoio de um modelo de equilíbrio geral.

Palavras-chave: Equilíbrio Geral, Eletrificação, Transportes, Carros Elétricos, Redução de emissões.

ABSTRACT

A great global challenge today is achieving emissions reduction targets demanded to maintain the global temperature increase below 1,5°C. In addition, one of the most carbon intensive sectors is transports, responsible for 23% of GHG global emissions and for 65,6% of world's petroleum-based fuels consumption. Among the solutions to decarbonize the sector, there is electrification, a trend in China, in the United States and in Europe. In Brazil, theme related discussions are more incipient and not much concerned by the

economic aspects. That will be the subject of this paper, which will analyze the impacts over the Brazilian economy caused by the replacement of gasoline and ethanol consumption for 100% of the national fleet of otto-cycle cars by electricity in BEV vehicles. The study will be supported by a general equilibrium model.
Keywords: General Equilibrium, Electrification, Transports, Electric Vehicles, Emissions Reduction.

1. INTRODUÇÃO

O mundo enfrenta hoje um enorme desafio: atingir as metas de redução de emissões de gases de efeito estufa – GEE – definidas no Acordo de Paris em 2015, para manter o aumento da temperatura global abaixo de 1,5 °C e muito abaixo de 2°C. O IPCC estima que, para limitar o aquecimento, será necessário reduzir as emissões mundiais de CO2 em 45% até 2030 (IPCC, 2021). Para alcançar esse objetivo, será preciso modificar drasticamente os padrões atuais de produção e consumo, principalmente nos setores mais intensivos em carbono, como é o caso de transportes, responsável por 23% das emissões de CO2 globais (IEA, 2021) e principal consumidor de derivados de petróleo no mundo, respondendo por 65,61% do consumo em 2019 (IEA, 2021).

No Brasil, apesar de o panorama de emissões ser atípico, o setor de transportes ainda é relevante, sendo o segundo da economia que mais emite GEE, responsável por 8,58% das emissões totais (SEEG Brasil, 2021) e por 47,08% se contadas apenas as emissões em energia (SEEG Brasil, 2021). Dentre as soluções, discute-se muito a respeito da descarbonização dos combustíveis, seja via biocombustíveis, seja via adoção da mobilidade elétrica.

No Brasil, a discussão a respeito de eletro mobilidade ainda é incipiente, porém esta já é uma tendência, em especial na China, Europa e Estados Unidos. Aqui, a eletrificação pode ser uma estratégia do país para redução de emissões em transportes, principalmente devido à predominância de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira (Promob-e, 2021). Atualmente, existem cerca de 3 mil veículos elétricos – VEs - no país, o que equivale à 0,02% da frota, porém a projeção é aumentar para100 mil VEs licenciados em 2025 (Promob-e, 2021).

De acordo com a International Energy Agency – IEA – se inicia a era dos VEs e, para trilhar uma trajetória de redução de emissões, será preciso ter 230 milhões de veículos elétricos nas ruas até 2030 (Iea, 2021). Sabendo que a frota mundial de carros é estimada em 1,4 bilhões de veículos (Wards Intelligence, 2020) e que a frota brasileira representa 4,2% desse total, para atender proporcionalmente à projeção da IEA, a frota de VEs nacional deveria ser de 9,7 milhões em 2030, o que corresponderia a 16,4% da frota do país.

Os números mundiais atuais estão em consonância com o apontado pela IEA. Em 2020, o crescimento do mercado mundial de VEs bateu recorde, com a frota global atingindo a marca de 10 milhões, o que representou um aumento de 43% em relação à 2019 (Iea, 2021). No começo de 2021, fabricantes do setor automotivo declararam metas que reforçam a tendência: a Volvo venderá apenas VEs a partir de 2030, a Ford fará o mesmo na Europa a partir de 2030, a General Motors pretende oferecer apenas veículos de carga elétricos até 2035 e a Volkswagen pretende ter 70% das vendas composta por VEs na Europa, 50% na China e nos Estados Unidos até 2030 (Iea, 2021). Muito se discute sobre os impactos ambientais da eletrificação, porém quais seriam os impactos econômicos de uma mudança relevante no uso de combustíveis no Brasil? Essa é a questão em foco nesse trabalho.

2. METODOLOGIA

Para analisar os impactos econômicos da mudança no uso de combustíveis, será utilizado um modelo de equilíbrio geral, cuja base de dados é o sistema de contas nacionais – SCN - do país em 2014 (IBGE, 2014). O modelo está dividido em 40 setores da economia, incluindo o refino do petróleo e coquerias (s15), fabricação de biocombustíveis (s16) e energia elétrica, gás natural e outras utilidades (s28), que serão diretamente impactados no estudo.

Os choques provocados nas variáveis exógenas do modelo testarão um cenário radical: a substituição de 100% do consumo de combustíveis da frota de carros brasileira por energia elétrica. Os choques serão calculados com base no ano de 2014, para serem compatíveis com a base de dados do modelo. Por tratar

conjuntamente da demanda final e da oferta de todos os setores da economia, o modelo de equilíbrio geral é capaz de dizer não só como se comportam os mercados diretamente atingidos, mas também quais as consequências indiretas nos demais setores bem como qual a resposta no agregado da economia.

2.1 Definição das variáveis utilizadas nos choques e do fechamento

Para verificar os impactos da substituição de gasolina e etanol como combustíveis dos carros das famílias por eletricidade, é preciso causar choques nas variáveis exógenas do modelo que traduzam esse fenômeno. A forma proposta é ajustar as variáveis AlfaF e mi, que se referem respectivamente aos expoentes LES das famílias e ao consumo de subsistência das famílias. Os AlfaF representam a parcela que as famílias gastam da renda que sobra após o consumo de subsistência e a poupança, com os produtos fornecidos pelos setores. Já o mi indica o consumo mínimo das famílias com os esses produtos.

No modelo utilizado, as variáveis AlfaF e mi já são exógenas, de modo que o fechamento original do modelo foi mantido. O fechamento original, contém as seguintes variáveis como exógenas: alíquotas dos impostos sobre o consumo, de renda e de importação; parâmetros tecnológicos dos setores; consumo de subsistência das famílias e do Governo; expoentes Cobb-Douglas dos setores; expoentes LES das famílias, coeficientes técnicos de Leontief dos setores, taxa de câmbio, poupança do governo, propensão marginal a poupar das famílias, preços internacionais de importação e exportação dos bens, outras transferências do governo, fator de cálculo do auxílio desemprego, expoentes Cobb-Douglas de Investimento, Oferta dos Fatores Primários de Produção e preço do fator trabalho, que é o numerário do modelo.

2.2 Cálculo da magnitude dos choques

Primeiramente, calculou-se a porcentagem de redução de gastos das famílias com o setor de refino de petróleo (s15). Para isso, verificou-se na tabela de produção do SCN (IBGE, 2014), os produtos oferecidos por s15. Em seguida, verificou-se na tabela de demanda, os produtos de s15 que são consumidos

pelas famílias e respetivos gastos (Tabela 1). A partir desses dados, determinou-se a parcela dos gastos com gasoálcool dentro do consumo total do s15 (Figura 1). Definiu-se assim, o choque de -79,06% para o AlfaF e o mi do s15.

Tabela 1 – Gastos das famílias com os produtos do setor s15 em 2014 - Fonte: Elaboração da autora a partir dos dados do SCN (IBGE, 2014)

Setor	Outros produtos [mi R$]	Gasolina [mi R$]	Diesel e biodiesel [mi R$]
S15	25.959,00	120.857,00	6.050,00

Figura 1 – Participação percentual dos gastos das famílias com gasolina dentro dos produtos do setor S15 - Fonte: Elaboração da própria autora

O mesmo foi feito para o setor de biocombustíveis (s16) que, de acordo com o SCN, produz tanto açúcar quanto etanol. Porém, como a principal produção de açúcar é do setor de Fabricação e Refino de Açúcar, adotou-se a simplificação de que as famílias consomem apenas etanol de s16, de modo que o choque no AlfaF e no mi relativos a esse setor é basicamente de -100%. Para evitar problemas de divisão por zero no programa *GemPack*, utilizado para rodar o modelo, o choque adotado foi de -99%.

O terceiro setor diretamente afetado é o de energia elétrica, gás natural e outras utilidades (s28), onde os gatos das famílias aumentariam. Para calcular o aumento, levantou-se os seguintes dados: consumo de gasolina e etanol no transporte rodoviário (EPE, 2021); tamanho da frota de carros do país em 2014 (Min. da Infraestrutura, 2021); carros mais vendidos no país em 2014 (Quatro Rodas, 2014); eficiência dos carros de 2014 (INMETRO, 2014); modelos de

BEVs vendidos no Brasil e eficiências (AutoEsporte, 2021); consumo de energia elétrica residencial em 2014 (EPE, 2021).

Selecionou-se 4 carros dentre os mais vendidos para calcular uma eficiência média de consumo de combustível (Tabela 2) e estimou-se a quilometragem média rodada por automóvel (Tabela 3). Para isso, adotou-se a simplificação de que toda gasolina e etanol consumidos foram destinados a demanda das famílias, e que a frota de automóveis eram os carros das famílias.

Tabela 2 – Eficiência média dos carros - Fonte: (Quatro Rodas, 2014) e (INMETRO, 2014)

Modelos	Autonomia gasolina	Unidade	Autonomia Etanol	Unidade
Fiat Pálio 1.0	12,3	km/L	8,8	km/L
Volkswagen Gol 1.0	11,8	km/L	8	km/L
Fiat Uno 1.0	11,8	km/L	8,2	km/L
HB20 1.0	11,5	km/L	7,6	km/L
Média	**11,85**	**km/L**	**8,15**	**km/L**

Tabela 3 – Cálculo da quilometragem média rodada por um carro ciclo-otto em 2014 no Brasil

Consumo de gasolina por transportes rodoviários em 2014 [10^3 m^3]	33.353
Consumo de álcool anidro por transportes rodoviários em 2014 [10^3 m^3]	11016
Quilometragem média rodada em 2014 utilizando gasoálcool [km]	5,25773E+11
Consumo de álcool hidratado por transportes rodoviários em 2014 [10^3 m^3]	13.972
Quilometragem média rodada em 2014 utilizando etanol hidratado [km]	113.871.800.000
Quilometragem total rodada por automóveis em 2014 [km]	639.644.450.000
Frota de carros no Brasil em 2014	47.946.665
Quilometragem média rodada por carro no Brasil em 2014 [km]	**13.341**

Tabela 4 – Modelos de BEVs à venda no país e eficiências - Fonte: **(AutoEsporte, 2021)**

Modelos	Bateria	Unidade	Eficiência (km)	Unidade
JAC iEV20	41	kWh	400	km
Caoa Cherry Arrizo 5e	53,5	kWh	322	km
Renault Zoe e-Tech	52	kWh	385	km
JAC iEV40	40	kWh	300	km
Média	**46,625**	**kWh**	**351,75**	**km**

Tabela 5 – Cálculo do consumo em kWh considerando a troca de combustíveis por eletricidade

Consumo em kWh de um BEV para rodar a mesma quilometragem [kWh]	1.768
Consumo total de energia da frota de carros de se fossem elétricos BEV [GWh]	84.786
Consumo de energia elétrica residencial total em 2014 [GWh]	132.302
Aumento de gasto no s28 para substituir combustíveis por eletricidade	**64,09%**

Assim, determinou-se que o choque positivo no AlfaF e no mi do s28 seria de +64,09%. Por fim, a somatória dos expoentes LES das famílias deve ser igual a 1, evitando sobra de renda. Propôs-se, assim, que a parcela líquida economizada fosse redistribuída igualmente nos demais setores, resultando em um choque uniforme de +4,23% nos AlfaF dos setores 1 a 14, 17 a 27 e 29 a 40.

3. RESULTADOS

3.1 Impactos em alguns setores específicos da economia

O resultado mais intuitivo e que o modelo confirma são os impactos diretos nos setores s15, s16 e s28, resumidos na Tabela 6, a seguir.

Tabela 6 – Impactos nas principais variáveis relativas aos setores S15, S16 e S28

Variáveis	Descrição	S15	S16	S28
C	Demanda das famílias pelo bem	-78,86%	-98,99%	65,19%
X	Oferta do bem (doméstica + importada)	-25,72%	-53,15%	29,99%
P	Preço composto do bem (doméstico+ importado)	0,88%	0,69%	1,00%
M	Importação do bem	-25,40%	-52,99%	30,64%
E	Exportação do bem	-26,74%	-53,58%	29,72%
ImpostoC	Imposto sobre o consumo do bem	-78,67%	-98,98%	66,84%
FP	Uso do fator Trabalho pelo setor	-25,52%	-53,10%	30,31%
	Uso do fator Capital pelo setor	-26,08%	-53,38%	29,82%
	Uso do fator Terra pelo setor	-23,33%	-52,00%	32,21%

Como esperado, a demanda das famílias pelos bens de s15 e s16 reduziu enquanto que a demanda pelo bem s28, aumentou. Consequentemente, a oferta, a importação e a exportação dos bens de s15 e s16 reduziu, enquanto o contrário ocorreu para o bem de s28. Com relação ao uso dos fatores primários

de produção, destacamos que em s15 a maior redução foi no uso do fator capital. O mesmo ocorreu para s16.

Os preços, no entanto, subiram em relação ao numerário, que é o preço do fator trabalho. O aumento de preços provavelmente se deve ao aumento da demanda por energia elétrica, o que promoveu aumento do seu preço e, como praticamente todos os setores consomem eletricidade, seus bens também encareceram. Além disso, o s28 é mais intensivo em capital, e o aumento da demanda por eletricidade deve ter encarecido o preço do capital. Alguns setores da economia foram indiretamente mais afetados do que os demais e os impactos são resumidos na Tabela 7. Dentre eles, destacam-se: (s1) agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós colheita; (s5) extração de petróleo e gás; (s8) fabricação e refino do açúcar e (s38) administração pública, defesa, seguridade social, educação e saúde públicas.

Tabela 7 – Impactos nas principais variáveis relativas aos setores S1, S5, S8 e S38

Variáveis	Descrição	S1	S5	S8	S38
C	Demanda das famílias pelo bem	1,60%	2,01%	2,08%	2,90%
X	Oferta do bem (doméstica + importada)	-3,55%	-17,83%	-5,73%	-4,06%
P	Preço composto do bem	0,43%	1,04%	0,85%	37,80%
M	Importação do bem	-2,72%	-17,41%	-4,76%	-3,88%
E	Exportação do bem	-3,81%	-18,18%	-6,40%	-4,24%
ImpostoC	Imposto sobre o consumo do bem	2,04%	3,07%	2,95%	3,29%
FP	Uso do fator Trabalho pelo setor	-3,63%	-17,70%	-5,76%	-3,98%
	Uso do fator Capital pelo setor	-4,13%	-18,07%	-6,46%	-4,70%
	Uso do fator Terra pelo setor	-1,66%	-16,26%	-2,99%	-1,16%

Os setores s1 e s8 têm suas atividades intimamente ligadas ao s16. Logo, mesmo com um aumento no gasto das famílias com os produtos de s1 e s8, é natural que a oferta, as importações e exportações e uso dos fatores de produção acompanhem os movimentos de queda bastante expressiva do s16. O análogo ocorre com o s5, intimamente ligado a s15, de refino do petróleo. Houve

uma queda notável na oferta, importações e exportações e uso de fatores primários de produção do s5, sendo esse o setor indiretamente mais atingido da economia, seguido dos 3 setores diretamente afetados (s15, s16 e s28). Outro setor indiretamente atingido de modo mais relevante é s38. Esse setor tem seus bens (serviços públicos) custeados pelo governo e, os choques provocados no modelo reduziram a arrecadação de impostos, em especial em s15, s16, s1, s5 e s8. Logo, pressupõe-se que as alterações observadas em s38 sejam consequência da redução da receita do governo.

3.2 Impactos no agregado da economia

A Tabela 8 resume os impactos em algumas variáveis macroeconômicas.

Tabela 8 – Impactos dos choques nas variáveis do agregado da economia

Variáveis	Descrição	Variação
ConsFam	Consumo Total das Famílias	-0,05%
ConsGov	Consumo Total do Governo	-4,43%
TaxaDesemp	Taxa de Desemprego	0,98%
Exportação	Exportação Total	-2,09%
Importação	Importação Total	-1,18%
Investimento	Investimento Total	1,26%
IPC	Índice de preços ao consumidor de Laspeyres	0,79%
PIB	Produto Interno Bruto	-0,86%
RF	Renda das Famílias	0,73%
RG	Receita do Governo	-1,85%
RGcons	Renda para consumo do governo	-4,06%
S	Poupança	2,09%
Sext	Poupança Externa	-4,72%

Conforme esperado, o consumo das famílias quase não muda, uma vez que os AlfaF foram ajustados para que as famílias realocassem o consumo dos s15 e s16 nos demais setores da economia em especial no setor s28. Já o

consumo do governo cai, assim como as receitas do governo e a renda para consumo do governo. Tais alterações estão ligadas à redução na arrecadação de impostos conforme apontado no item 3.1. Mesmo com o aumento dos impostos arrecadados em s28 e em outros setores da economia, a carga tributária provavelmente era maior nos setores que perderam demanda.

As exportações e importações totais diminuem e, apesar de as exportações caírem mais do que as importações, o valor da diferença entre elas segue positivo, ou seja, a balança comercial continua positiva, porém com menor módulo. Com a queda de produção relevante em alguns setores, o uso dos fatores primários se reduz, o que provoca um aumento na taxa de desemprego, apesar de pequeno. Há também uma redução percentual pequena no PIB. Por fim, há um ligeiro aumento na renda das famílias o que deve ter sido provocado pelo aumento no preço do fator capital.

3.3 Cálculo do custo com redução de emissões

Dado que o modelo constatou uma redução no PIB, será estimado um custo com redução de emissões empenhado pela economia para a realizar a troca dos combustíveis convencionais (gasolina e etanol) por eletricidade. Para isso, levantou-se dados relativos à intensidade de carbono do etanol hidratado e da mistura gasoálcool utilizada no Brasil (Michelle Tereza Scachetti[1], 2018) que, multiplicados pelo conteúdo energético desses combustíveis (INEE, 2021) e pelo volume de combustível consumido em 2014 (Tabela 3) resultam nas emissões totais do consumo dos combustíveis no ano.

Para o caso dos VEs, estimou-se as emissões a partir do fator de emissões na margem da matriz elétrica brasileira para o ano de 2014 (MCTI, 2021). Não foi usado o fator médio, uma vez que o cenário analisado é bastante radical e, devido a isso, o carregamento dos VEs estressaria o despacho de energia. A Tabela 9 mostra os parâmetros utilizados e os resultados.

Tabela 9 – Estimativa do custo com a redução de emissões

Intensidade de Carbono para o etanol hidratado	20,7	g CO2eq/MJ
Intensidade de Carbono para a gasolina	87,4	g CO2eq/MJ
Conteúdo energético do etanol hidratado	20,09	MJ/L
Conteúdo energético da gasolina com álcool anidro	28,99	MJ/L
Quilometragem rodada pela frota utilizando gasoálcool	525.772.650	10^3 km
Eficiência média utilizando gasolina+etanol anidro em 2014	11,85	km/L
Emissões totais da frota rodando com gasolina+etanol anidro	112.418.889	tCO2 eq
Quilometragem rodada pela frota utilizando etanol hidratado	113.871.800	10^3 km
Eficiência média dos veículos utilizando etanol hidratado	8,15	km/L
Emissões totais da frota rodando com etanol hidratado	5.810.438	tCO2eq
Emissões totais da frota ciclo-otto em 2014	118.229.327	tCO2eq
Fator de emissão na margem da geração de eletricidade	0,5224	tCO2/MWh
Consumo energético para rodar a mesma quilometragem	84.786	GWh
Emissões totais caso a frota de automóveis fosse de VEs	44.292.128	tCO2eq
Redução nas emissões	73.937.199	tCO2eq
Redução absoluta no PIB obtida pelo modelo	49.483	mi R$
Custo da redução de emissões	**R$ 669,25**	**R$/tCO2eq**

4. CONCLUSÕES

A simulação, usando um modelo de equilíbrio geral, da substituição de todo o combustível da frota brasileira de automóveis ciclo-otto por eletricidade trouxe resultados interessantes. Um deles é o impacto no setor s38, que pode ser pouco intuitivo sem o modelo. A redução na arrecadação de impostos em s15, s16, s1, s5 e s8 reverbera em uma possível precarização dos serviços públicos. Para remediar esse efeito, seria preciso buscar alternativas para recuperar a receita do governo. Olhando para o agregado da economia, o PIB reduziu e o IPC e a taxa de desemprego subiram, porém de forma pouco expressivas, mesmo em um cenário radical. É claro que a simulação desconsidera alguns aspectos, como os investimentos em infraestrutura de carregamento e na aquisição dos VEs em si. Há ainda o custo calculado de redução de emissões usando eletricidade como combustível, que resultou em um valor um tanto elevado. Um outro estudo interessante poderia ser analisar a substituição apenas da gasolina utilizada por eletricidade, mantendo o uso do

etanol E100, ou até mesmo uma avaliação da combinação E100 e eletricidade que melhor beneficiaria a economia brasileira.

Em termos de expansão do consumo e da oferta de energia elétrica, os resultados apresentados não são impraticáveis, mesmo com um cenário radical. Segundo o modelo, a oferta de energia elétrica teria que aumentar em 30% para atender a um aumento na demanda das famílias por esse bem de 65% o que parece ser um valor factível no longo prazo, já que o plano decenal 2030, por exemplo, planeja a expansão do sistema elétrico nacional para um aumento no consumo de eletricidade de 35,7% entre 2019 e 2030 (MME e EPE, 2021). Sabemos que um argumento em defesa do uso de VEs é a nossa matriz elétrica bastante renovável. Por outro lado, o etanol brasileiro, proveniente da cana-de-açúcar, apresenta ótimo desempenho ambiental e há, ainda, muito espaço para investimento em transporte coletivo. Logo, a estratégia de redução de emissões em transportes no Brasil deve passar por uma análise criteriosa de todas as soluções disponíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AUTOESPORTE (novembro de 2021). Qual carro elétrico vendido no Brasil tem mais autonomia? E qual roda menos? Fonte: https://autoesporte.globo.com/um-so-planeta/noticia/2021/10/qual-carro-eletrico-vendido-no-brasil-tem-mais-autonomia-e-qual-roda-menos.ghtml

EPE. (2021). Balanço Energético Nacional 2021 - ano base 2020. RJ

IBGE. (2014). Downloads. Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia Estatística: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/downloads-estatisticas.html

IEA. (06 de dezembro de 2021). Data and Statistics. Fonte: International Energy Agency: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=OilProductsConsBySector

IEA. (25 de Março de 2021). Global energy-related CO2 emissions by sector. International Energy Agency: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector

Iea. (2021) Global EV Outlook 2021 - Accelerating ambitions despite the pandemic.

INEE. (16 de dezembro de 2021). FLEX EFICIENTES COM ETANOL. Instituto Nacional de Eficiência Energética: http://www.inee.org.br/etanol_flex_eficientes.asp?Cat=etanol

INMETRO. (2014). Tabelas de Consumo/Eficiência Energética Veículos Automotores Leves

IPCC. (2021). Climate Change 2021 - The Physical Science Basis - AR 6.

MCTI. (10 de dezembro de 2021). Fatores de emissão MDL/SIN. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações

Michelle Tereza Scachetti[1], M. F. (2018). A RENOVACALC APLICADA AO BIOCOMBUSTÍVEL ETANOL DE CANA-DE-AÇÚCAR. Brasília.

Min. da Infraestrutura. (17 de novembro de 2021). Frota de Veiculos - 2021.

MME e EPE. (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 - PDE 2030.

Promob-e. (2021). Mobilidade Elétrica para o Brasil. Brasília.

Quatro Rodas. (2014). Mais vendidos 2014. https://quatrorodas.abril.com.br/top-50-2014/

SEEG Brasil. (06 de dezembro de 2021). Emissões por atividade econômica - Diagrama Sankey. https://plataforma.seeg.eco.br/sankey

WARDS INTELLIGENCE. (2020). Ward's World Motor Vehicle Data 2020 Edition.

ANÁLISE E IMPACTOS DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE CONTROLE DE FREQUÊNCIA NO SIN

Natália Álvares Teixeira Hiendlmayer[1]; Paulo André Sehn da Silva[1];
Ivan Marques de Toledo Camargo[2]

[1]Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia – ABIAPE;
[2]Universidade de Brasília

RESUMO

Para o funcionamento adequado de um sistema elétrico de potência, é necessário dispor de um serviço ancilar de controle de frequência bem estruturado. Atualmente no Brasil, identifica-se algumas lacunas na regulação e na prestação do serviço, como escassez de reserva de potência operativa, não remuneração dos prestadores do serviço e interferência no mercado de energia. Este artigo investiga, por meio de pesquisas e simulações, os principais efeitos e dificuldades da atual modelagem de preservação de reserva de potência operativa no Brasil.

Palavras-chave: Serviço ancilar; Controle de frequência; Reserva de potência operativa; Usinas hidrelétricas; Regulação; Mercado de energia.

ABSTRACT

For the proper operation of a power electric system, it is necessary to have an ancillary service of frequency control. Currently in Brazil, some gaps in the regulation and provision of the service can be identified, such as the scarcity of operating reserve, the non-payment of service providers and the interference in the energy market. This paper investigates, through research and simulations, the main effects and difficulties of the current modeling of preservation of operating reserve in Brazil.

Keywords: Ancillary service; Frequency control; Operating reserve; hydroelectric power plant; Regulation; Energy market.

1. INTRODUÇÃO

Para assegurar um funcionamento apropriado de qualquer sistema elétrico de potência, é essencial dispor dos serviços ancilares, responsáveis por garantir a eficácia e a segurança no fornecimento de energia aos consumidores de forma simultânea à sua produção (SILVA, 2012).

Dentre eles está o serviço ancilar de controle de frequência, cujo objetivo é manter o equilíbrio entre a carga e a geração. Esse serviço se destaca em especial pelo fato de o recurso utilizado para sua prestação competir diretamente com o de atendimento à carga. Assim, é crucial, para o bom funcionamento do mercado, a forma como o uso desse limitado recurso é desenhado e valorado.

Nesse sentido, este trabalho busca estudar como o serviço ancilar de controle de frequência é prestado no Brasil, tanto do ponto de vista operacional, como também do regulatório. Busca-se, também, analisar quais são os efeitos da atual representação desse serviço no modelo de despacho de curtíssimo prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), o DESSEM.

2. SERVIÇO ANCILAR DE CONTROLE DE FREQUÊNCIA NO BRASIL

A regulamentação do serviço ancilar de controle de frequência no Brasil é feita por meio da Resolução Normativa (REN) nº 697/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nela, são estabelecidos três serviços no escopo do controle de frequência (ANEEL, 2015).

Tem-se o controle primário, que é realizado pelo regulador de velocidade instalado nas usinas hidrelétricas (UHEs) e termelétricas (UTEs) do SIN. Tal controle atua na própria válvula da turbina tão logo quando se identifica uma oscilação de frequência no barramento no qual a usina está localizada.

É estabelecido também o controle secundário, que é realizado pelas usinas do Controle Automático de Geração (CAG) – mecanismo composto somente por usinas hidrelétricas. Para realizar o controle, é necessário dispor da Reserva de Potência Operativa (RPO), parcela de geração reservada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para manter o equilíbrio entre carga e geração, a qual é alocada no CAG. Destaca-se que as usinas que

realizam controle primário ou secundário não são remuneradas pela prestação do serviço.

Por fim, tem-se o despacho complementar para preservação de reserva de potência operativa, que consiste em um despacho termelétrico fora da ordem de mérito, remunerado em até 130% do CVU da usina. Tal serviço visa preservar o recurso da RPO das UHEs participantes do CAG.

2.1 Recurso e requisito de RPO no SIN

O submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2020) define o cálculo do requisito da RPO necessária no SIN (*R2e*), demonstrado na equação abaixo. Vale destacar que o valor de *R2e* é dependente da previsão da geração eólica do Nordeste e do Sul e da previsão de carga do SIN.

$$R2e = 4\% \times Carga + 6\% \times GeraçãoEólica_{Nordeste} + 15\% \times GeraçãoEólica_{Sul}$$

O recurso para atender ao requisito, por sua vez, consiste na reserva girante do SIN. Como exemplo, a Figura 1 (ONS, 2021) apresenta o histórico do recurso e requisito da RPO no SIN no ano de 2020. Identificam-se momentos de escassez de reserva nos meses de janeiro, fevereiro, março, setembro, outubro e novembro.

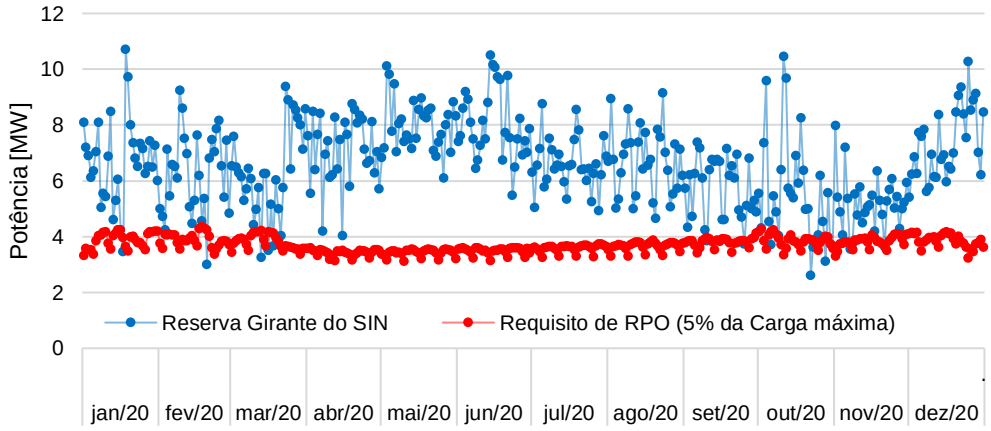


Figura 1 – Recurso e requisito de reserva de potência operativa no SIN em 2020

3. REPRESENTAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO MODELO DESSEM

A modelagem matemática utilizada para representar a RPO no DESSEM consiste em estabelecer uma restrição que reduz o limite de geração das usinas do CAG, diminuindo a disponibilidade de geração dessas no processo de otimização do próprio modelo. Na prática, para fins de programação da operação, o DESSEM utiliza o valor de 5% da carga prevista no SIN como requisito de reserva que deve ser alocado no CAG.

A seguir, serão analisadas a forma e a modelagem da RPO no modelo DESSEM, assim como serão levantados questionamentos acerca das consequências que podem ser observadas.

3.1 Modelagem no DESSEM

Mensalmente, o ONS publica um documento que lista as usinas aptas para o controle secundário de frequência. Na Tabela 1 (ONS, 2022), tem-se a quantidade de usinas que integraram tal lista em um período de seis meses. Há cerca de 24 UHEs aptas todo mês, localizadas em todos os subsistemas do SIN.

Tabela 1 – Quantidade de usinas aptas para o controle secundário de frequência

Mês	11/2021	12/2021	01/2022	02/2022	03/2022	04/2022
Nº de UHEs aptas	24	24	24	24	24	24

Por outro lado, dentre os arquivos de entrada do DESSEM disponibilizados diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o arquivo “AREACONT.DAT” elenca as UHEs que de fato foram responsáveis por compor a RPO naquele determinado dia (CCEE, 2020). Ao analisar o histórico desse arquivo, nota-se que o requisito de reserva é alocado em no máximo dez usinas, todas localizadas no Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), independente das circunstâncias do SIN, como restrições de transmissão.

Assim, observa-se que não há critérios objetivos que definam quais usinas terão sua geração restringida para prestar o serviço de reserva e estarão

listadas no “AREACONT.DAT”, uma vez que há um rol de 24 UHEs disponíveis e sempre as mesmas dez do SE/CO são utilizadas. Como apresentado, a informação de quais usinas irão compor a RPO está em um arquivo de entrada do DESSEM, definido anteriormente ao processo de otimização do modelo. Verifica-se, portanto, que o processo de escolha de usinas para o CAG não é otimizado pelo modelo, havendo somente uma alocação não criteriosa do requisito.

3.2 Prejuízo às usinas que compõem a RPO

Uma notável consequência da modelagem da reserva no DESSEM são os custos que recaem às UHEs que compõem o CAG. Primeiramente, há maior demanda de manutenção e substituição de equipamentos, uma vez que as UHEs prestadoras do serviço ancilar não operam em sua potência ótima. O servomecanismo e outros componentes responsáveis pelo controle das máquinas podem apresentar desgaste prematuro (SILVA, 2012). Isso requer uma maior periodicidade de manutenção e substituição de equipamentos, o que implica custos adicionais que não são recuperados.

Outro possível prejuízo às UHEs do CAG é a frustração de geração sem consideração do custo de oportunidade envolvido com a prestação do serviço. Conforme visto anteriormente, quando escolhida para compor a RPO, a UHE tem sua geração máxima restringida, a fim de dispor de recurso para a reserva. Possivelmente, caso o gerador hidrelétrico não participasse do CAG e toda sua capacidade de geração estivesse disponível para atender a carga e ser considerada no processo de otimização do DESSEM, ele geraria mais energia para o mercado de energia. Nota-se, portanto, que a restrição de geração a tais UHEs pode resultar em redução de receita, configurando que há um custo de oportunidade.

3.3 Impacto no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Esse fato remete ao impacto no MRE, mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico das UHEs do SIN. A partir da consequência descrita na

seção acima, pode-se intuir que o prejuízo da geração frustrada poderia impactar não apenas a usina que teve sua geração restringida, mas, todos os integrantes do MRE, na medida em que compartilham os riscos, os ganhos e os prejuízos.

3.4 Impacto no mercado de energia

Pontua-se também a elevação do preço da energia elétrica como outra possível consequência da modelagem da RPO no DESSEM. Pelo fato de a modelagem reduzir a disponibilidade de geração hidrelétrica, é natural que o preço da energia apresente uma tendência de elevação.

Tipicamente, a geração hidrelétrica apresenta um custo instantâneo baixo, ao contrário do despacho termelétrico, que necessita considerar alguns custos, como o custo do combustível, o que coloca as hidrelétricas a frente das termelétricas na ordem de mérito do despacho. Dessa forma, dada a redução da disponibilidade hidrelétrica em razão do requisito de RPO, pode haver maior necessidade de incluir usinas termelétricas na programação da operação, resultando no aumento do Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO, por sua vez, é utilizado como insumo para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que também poderá apresentar valor mais elevado.

4. RESULTADOS

A fim de identificar o real impacto da modelagem utilizada pelo DESSEM, após levantados os questionamentos supracitados, foram realizadas uma série de simulações com o modelo, contrapondo dois cenários: com representação da RPO no DESSEM (arquivos originais), que configura a forma como é calculado o PLD; e sem a representação da RPO no DESSEM (arquivos modificados). Para as simulações, foram utilizados os arquivos dos *decks* oficiais disponibilizados pela CCEE em 2019 na operação sombra (CCEE, 2020).

Foram realizadas simulações para doze dias do ano – um por mês –, totalizando 24 simulações, haja vista que, para cada dia, foi simulado o DESSEM com e sem a RPO. Os aspectos analisados são apresentados a seguir.

4.1 Disponibilidade do recurso de reserva

Identificou-se que o recurso disponível no SIN para compor a RPO é menor do que o requisito em diversos momentos da operação. Na Figura 2, tem-se um exemplo com os resultados do dia 05/11/2019. Todos os instantes em que o recurso é menor que o requisito, configura-se escassez de recurso.

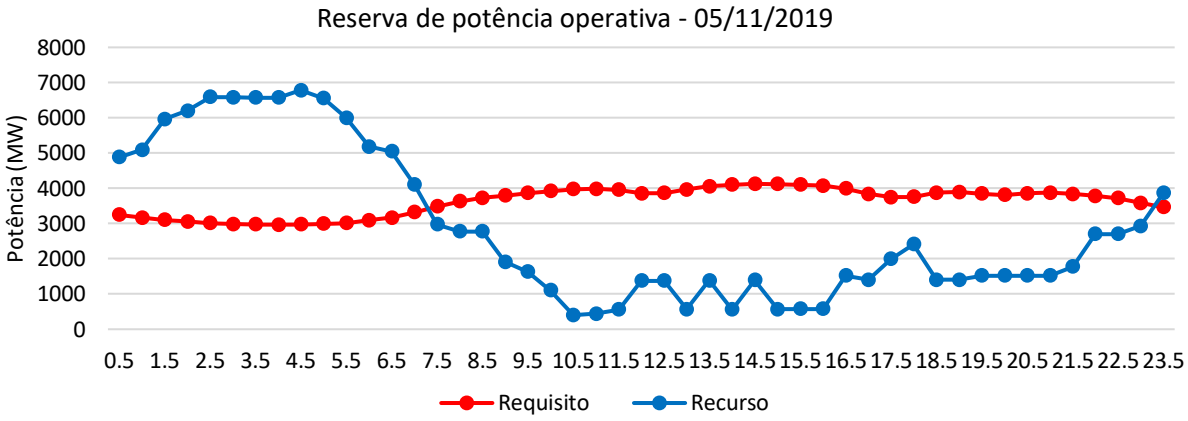


Figura 2 – Recurso e requisito de reserva de potência operativa em 05/11/2019

Na Figura 3, foram consolidadas as informações de disponibilidade de reserva em todas as simulações realizadas, o que evidenciou a escassez do recurso ao longo do ano no SIN.

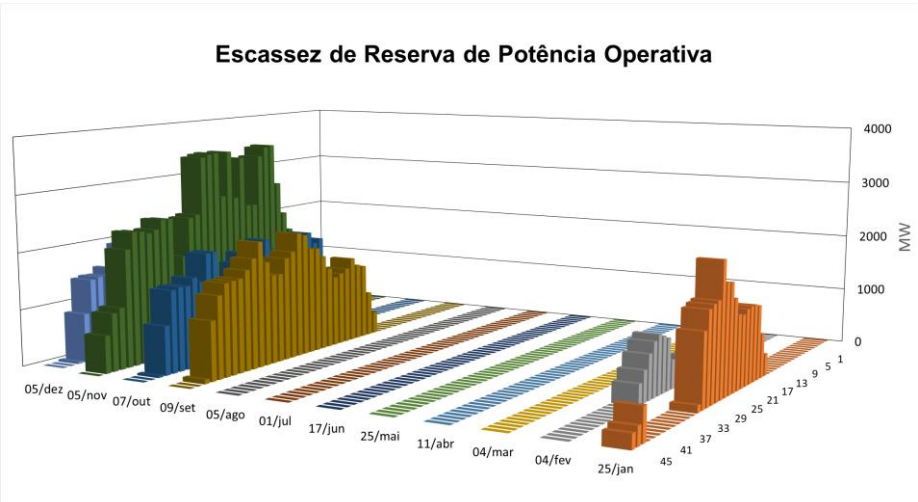


Figura 3 – Escassez de reserva de potência operativa

Importa pontuar que, nos instantes em que houve escassez de recurso de reserva, o modelo DESSEM alocou essa diferença em usinas hidrelétricas. Isso significa que a quantia de reserva girante disponibilizada pelo sistema não era suficiente e que parte do requisito de RPO pode ter sido suprido por recurso de UHEs destinado a atendimento da carga. Tais UHEs terão maior probabilidade de terem sua geração frustrada no mercado de energia.

4.2 Impacto no Preço de Liquidação das Diferenças

Para contornar o déficit de recurso supracitado, o DESSEM reduziu a geração disponível das usinas para o atendimento da carga. As simulações indicam que o resultado da redução desse recurso é um aumento do valor do PLD. A Figura 4 aponta a diferença entre o resultado do PLD no submercado SE/CO do dia 05/11/2019 obtido das duas simulações realizadas para o dia – com e sem a RPO. Destaca-se que, no resultado do dia 05/11/2019, a diferença de PLD superou a marca de 80,00 R$/MWh.

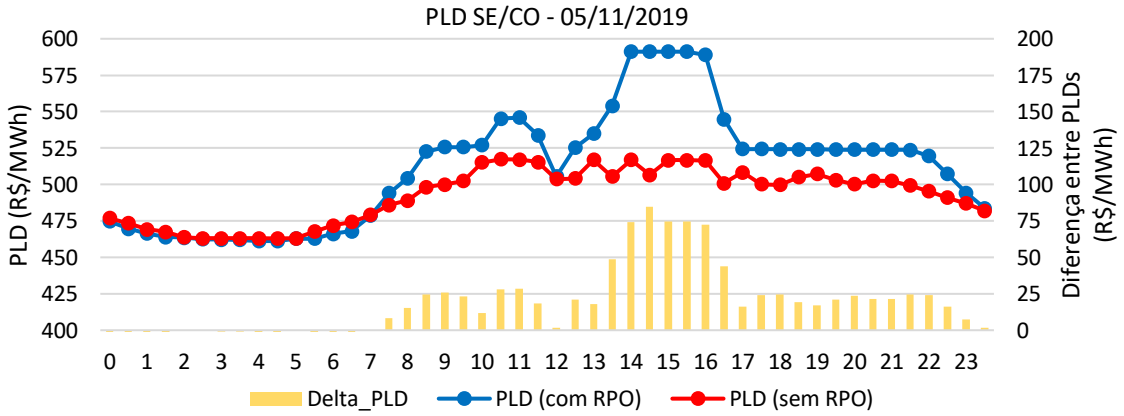


Figura 4 – PLD do SE/CO para simulações com o DESSEM nas horas do dia 05/11/2019

Ressalta-se que o PLD precifica a energia, e não a reserva. A diferença de PLD com e sem a RPO apresentada no caso da Figura 4 foi embutida no preço da energia, porém não corresponde ao custo do fornecimento de energia propriamente dita, mas, sim, ao provimento de reserva. Com base nesses

resultados, nota-se uma deficiência na precificação do serviço de controle secundário de frequência bem como uma interferência no mercado de energia.

4.3 Impacto nas usinas hidrelétricas do Controle Automático de Geração

Além dos impactos mencionados acima, verifica-se que a atual metodologia de preservação de reserva no DESSEM impacta em especial os geradores hidrelétricos que integram o CAG, os quais estão sujeitos a experimentarem a situação de geração frustrada.

Na Figura 5, registrou-se o comparativo das simulações para geração de energia prevista no programa diário de operação para os 48 períodos do dia 07/10/2019 para a UHE Ilha Solteira, que integra o CAG. A linha azul representa a geração prevista com arquivos originais (com RPO); a linha vermelha, a geração prevista com arquivos modificados (sem RPO).

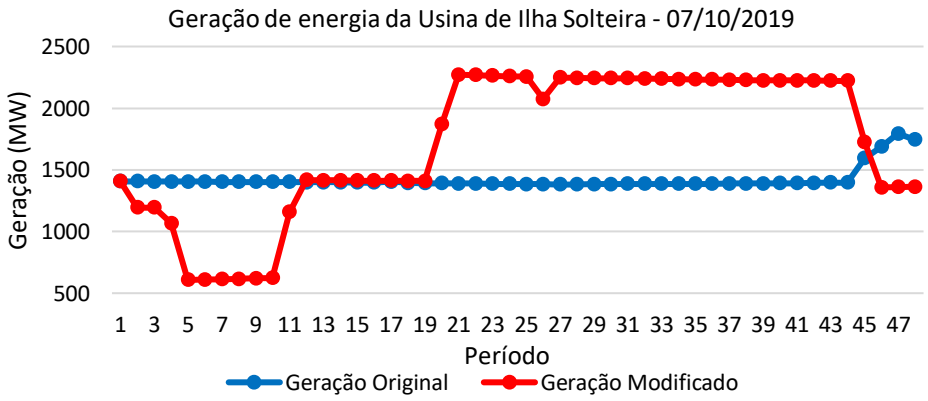


Figura 5 – Comparativo de geração de energia da UHE Ilha Solteira em 07/10/2019

Ao observar as curvas da Figura 5, nota-se que, durante a maior parte o dia, a geração prevista na simulação com arquivos modificados é superior à geração prevista na simulação com arquivos originais. Como de fato registra a Tabela 2, no cenário em que não há representação da reserva no DESSEM, a UHE Ilha Solteira é programada para gerar mais energia.

Tabela 2 – Comparativo de previsão de geração de energia em Ilha Solteira em 07/10/2019

	Simulação com arquivos originais (com RPO)	**Simulação com arquivos modificados (sem RPO)**
Geração de energia prevista	34.067,83 MWh	41.139,90 MWh

Os resultados da Tabela 2 ratificam a ocorrência de frustração de geração: caso a UHE Ilha Solteira não integrasse o CAG, ela teria gerado mais energia na operação do dia 7 de outubro de 2019.

4.4 Impacto no Mecanismo de Realocação de Energia

Na contabilização do mercado de curto prazo de energia pela CCEE, não é considerado quanto de energia cada UHE gerou individualmente; mas, sim, considera-se o montante de energia provido pelos participantes do MRE em conjunto, na medida em que compartilham o risco hidrológico.

Assim, em razão de a geração frustrada apresentada na seção anterior acontecer com as usinas do CAG, a energia alocada ao MRE é menor. Essa consequência, por sua vez, resulta em redução de receita para todos os geradores integrantes do mecanismo.

5. DESPACHO COMPLEMENTAR NÃO REGULAMENTADO

De forma a complementar os resultados das simulações, buscou-se compreender como é realizado o controle de frequência na prática, por meio do relatório que o ONS publica diariamente de análise da operação (ONS, 2021). Para o dia 02 de setembro de 2021, o Operador apontou violação dos limites mínimos ou máximos de frequência em três momentos, conforme a Figura 6.

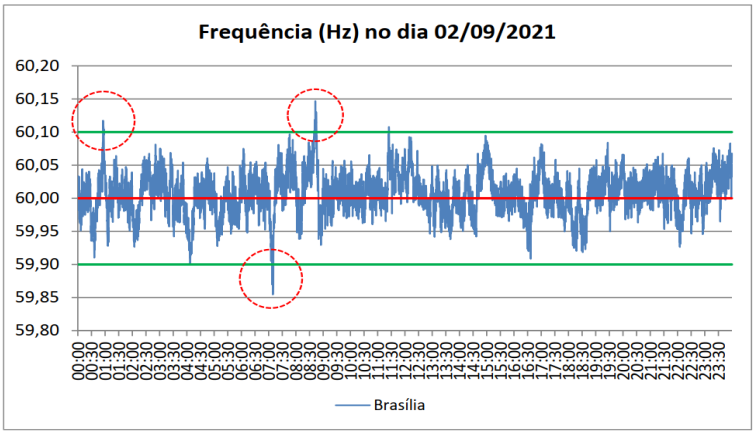


Figura 6 – Excursão de frequência no SIN em 02/09/2021

Os dados contidos no relatório de montante e nome das usinas que tiveram elevação ou redução de geração para atender à requisição do ONS para os casos de subfrequência e sobrefrequência foram consolidados na Figura 7.

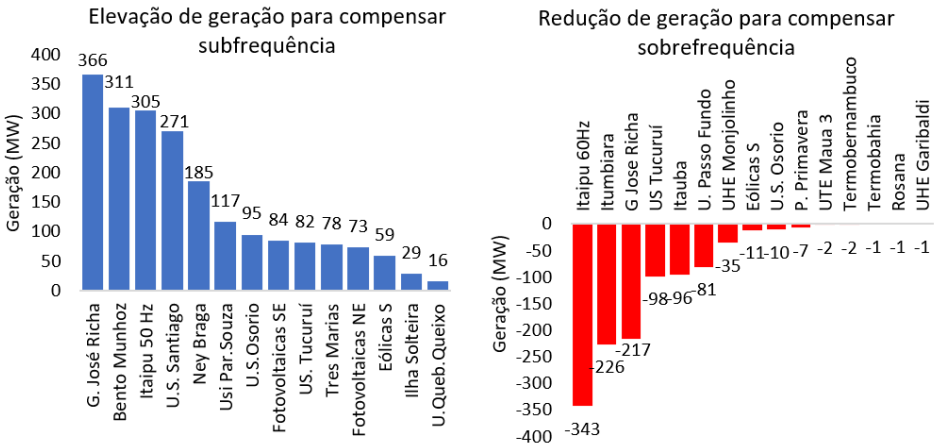


Figura 7 – Montante e nome das usinas que atuaram para atender à requisição do ONS

Conclui-se que a reserva secundária não foi suficiente para controlar a frequência e teve de ser complementada com o despacho de usinas hidrelétricas, termelétricas, solares e eólicas. Destaca-se que a complementação da reserva secundária não é um serviço regulamentado no SIN.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo permitiu identificar uma latente necessidade de aprimorar o serviço ancilar de controle de frequência. Destaca-se as principais conclusões: (i) há escassez de recurso de reserva; (ii) para suprir a escassez, frequentemente a RPO precisa ser complementada com usinas que não estão previstas na regulação do serviço; (iii) observa-se elevação do PLD em função da representação da RPO no DESSEM; (iv) para UHEs, observa-se perda de receita em razão da frustração de geração; e (v) há alocação ineficiente do recurso disponível para prestação do serviço.

Assim, é necessário que o serviço ancilar receba melhor tratamento regulatório, em especial em relação ao aumento de oferta de recurso para prestação do serviço, à alocação eficiente do recurso e à correta remuneração dos agentes que prestam o serviço. Como solução, identifica-se a oportunidade da criação de um mercado de serviços ancilares, buscando maior eficiência na prestação do serviço, redução de custos, maior competitividade e transparência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SILVA, E. L. da. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. 2. ed. [S.l.]: Edson Luiz da Silva, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.html>. Acesso em: 02 abr. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede: Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, de 8 de dezembro de 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 03 mai. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Boletim diário da operação. Disponível em: <http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>. Acesso em: 10 dez. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Centrais Geradoras Aptas para o Controle Secundário de Frequência. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/2/21//paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Centrais%20Geradoras%20Aptas%20para%20o%20Servi%C3%A7o%20de%20Controle%20Secund%C3%A1rio%20de%20Frequ%C3%AAncia>. Acesso em: 04 jun. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Acervo CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee>. Acesso em: 21 jul. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório de Análise Diária da Operação, de 3 de setembro de 2021. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx>. Acesso em: 07 abr. 2022.

ANÁLISE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE VAPOR SOLAR PARA RECUPERAÇÃO TÉRMICA DE CAMPOS DE PETRÓLEO MADUROS

Leticia Capistrano Favero[1]; Vinicius Garibaldi Rigon[1]; Gustavo Artur de Andrade[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Catarina*

RESUMO

Neste artigo, estuda-se a viabilidade econômica de um sistema de recuperação térmica solar aplicado em campos maduros de petróleo. Os requisitos técnicos para a integração bem-sucedida deste sistema são a maximização da energia solar capturada no campo de coletores e a produção de vapor para atender a demanda dos poços injetores. Resultados de simulação com dados reais são apresentados para ilustrar a eficiência da recuperação térmica solar e auxiliar na construção de uma análise econômica a partir do VPL que confirma o retorno financeiro.

Palavras-chave: Energia Solar Térmica; Métodos de Recuperação Térmica; Injeção de Vapor Solar.

ABSTRACT

In this paper, the economic viability of a solar thermal recovery system applied in mature oil fields is studied. The technical requirements for the successful integration of this system are the maximization of the solar energy captured in the collector field and the production of steam to meet the demand of the injection wells. Simulation results with real data are presented to illustrate the efficiency of solar enhanced oil recovery systems and to support the NPV economic analysis that confirms the financial return.

Keywords: Solar Thermal Energy; Enhanced Thermal Oil Recovery; Solar Steam Injection.

1. INTRODUÇÃO

A sustentabilidade com o meio ambiente e a baixa geração de poluentes estão entre as principais vantagens das energias renováveis. No Brasil tem-se registrado um número crescente de investimentos e aplicações em fontes de energia renovável, como por exemplo a energia solar, devido às vantagens de sua localização geográfica, e incidência de irradiação solar elevada e relativamente uniforme em sua extensão territorial. Ao mesmo tempo, o diretor-geral da Agência Nacional de Petróleo (ANP), Rodolfo Saboia, destaca que a recente alta nos preços do petróleo e gás, relacionada à invasão da Ucrânia pela Rússia, remete à importância da segurança energética, em um contexto de substituição das energias fósseis por renováveis.

A indústria petrolífera oferece uma ampla gama de potencial para a aplicação de energia renovável para atender as suas necessidades de energia (HALABI et al., 2015). Recentes estudos demonstraram que é possível substituir uma fração substancial do calor para recuperação térmica (HOU et al., 2021), atualmente obtida pela queima de gás natural, com energia solar concentrada. Esta alternativa também pode proporcionar enormes economias monetárias com investimentos de cobertura contra possíveis regulamentações de impostos sobre o carbono, além de ser uma forma ambientalmente amigável e sustentável de explorar reservas de óleo pesado (HALABI et al., 2015).

Neste artigo, estratégias de controle são desenvolvidas em uma planta solar com um sistema de geração de vapor para que a vazão de saída dessa planta seja a ideal, rejeitando as perturbações do processo como a irradiação solar. Essa vazão de vapor é então, injetada em campos maduros em processos de recuperação de petróleo. Os dados de produção de óleo e gás obtidos da simulação desse reservatório, são usados em uma análise econômica para estimar a eficácia da aplicação desses sistemas.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Um diagrama esquemático da planta de recuperação solar térmica considerada neste trabalho é apresentado na Figura 1. A planta consiste de um campo de coletores solares, tanques de armazenamento térmico, um gerador de vapor, um poço injetor e um poço produtor. Esses subsistemas são conectados através de tubulações e bombas centrífugas que direcionam o fluido. A descrição detalhada de cada um destes subsistemas será apresentada nas próximas subseções.

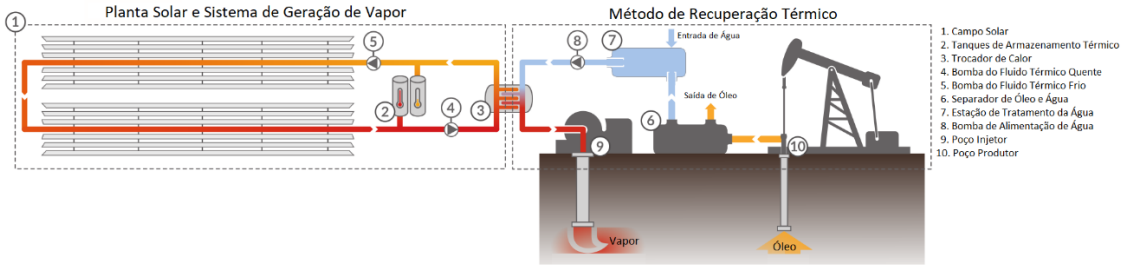


Figura 1 – Diagrama esquemático do sistema recuperação solar térmica

2.1 Campo Coletores Solar

O campo de coletores solar é a principal fonte de energia para aumentar a temperatura do Fluído de Transferência Térmica (FTT) e atender a demanda de calor do gerador de vapor. Em coletores baseados na tecnologia Fresnel, a conversão da energia radiante em energia térmica ocorre através da reflexão dos raios solares pelos espelhos no tubo absorvedor, na qual circula o FTT. Neste trabalho, o FTT é uma mistura ternária anidra conhecida como sal fundido. Um diagrama esquemático da topologia do campo solar é apresentado na Figura 2.

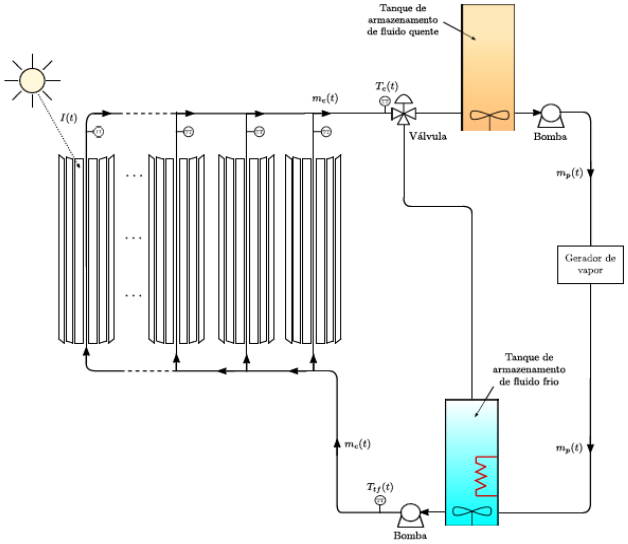


Figura 2 – Diagrama esquemático do campo de coletores solar e tanques de armazenamento térmico

Esse subsistema possui diversas restrições que devem ser levadas em consideração durante sua operação. Conforme apresentado em Biazetto et al. (2021), essas restrições podem ser representadas por diferentes modos de operação definidos através da válvula localizada na saída do campo, e nos valores da irradiação solar e temperatura do FTT. Os modos de operação do sistema estudado são: partida, nominal, desligamento, noturno e anti-congelamento, os quais são detalhados no referencial anteriormente citado.

2.2 Tanques de Armazenamento

As unidades de armazenamento de energia térmica (AET) são do tipo cilindro vertical com extremidades planas e possuem misturadores no seu interior para manter a temperatura do FTT homogênea. Na unidade de AET frio, uma resistência elétrica é utilizada para induzir calor durante o modo de operação noturno e anti-congelamento para evitar que o sal fundido solidifique. Uma propriedade importante dos tanques de armazenamento é que eles desacoplam completamente o gerador de vapor da variabilidade da energia solar, o que é benéfico para a eficiência e rentabilidade do sistema, pois permite que a planta

opere com horários escalonados em vez de somente em modo de despacho da energia térmica atual.

2.3 Gerador de Vapor

Neste trabalho, consideramos que o sistema de geração de vapor (veja a Figura 3), é composto por um conjunto de trocadores de calor (superaquecedor e pré-aquecedor) do tipo casco-tubo (sal fundido/vapor), além de um evaporador tipo *Kettle*, que consiste em uma caldeira, uma bomba de circulação e um evaporador. Esse subsistema também possui uma bomba de água de alimentação que permite controlar o nível de líquido na caldeira. Como pode ser observado na Figura 3, a geração de vapor se dá pela transferência do calor armazenado no FTT para a bateria de trocadores de calor.

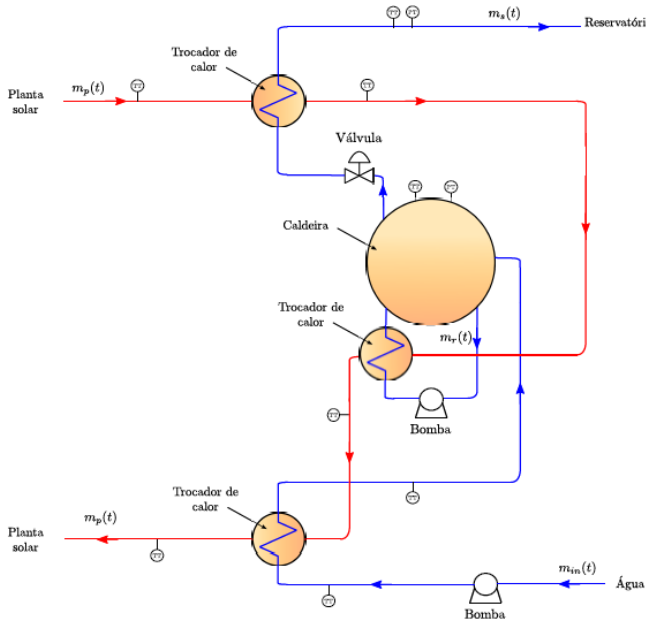


Figura 3 – Diagrama esquemático do gerador de vapor

3. RECUPERAÇÃO TÉRMICA DE PETRÓLEO

A recuperação térmica é definida como um método de recuperação terciária de petróleo que é utilizado quando não é possível produzir com a energia natural do reservatório. Neste caso, busca-se alterar as propriedades

dos fluidos e a interação entre estes e a rocha, reduzindo a resistência ao fluxo do petróleo no meio poroso.

O método de recuperação térmico foi um dos primeiros a ser desenvolvido para viabilizar a produção de petróleo extremamente viscoso em campos considerados não comerciais. Neste processo de recuperação, a energia é injetada em forma de calor ocasionando um aumento de temperatura do óleo, e como consequência uma diminuição da sua viscosidade, e assim, a mobilidade é melhorada facilitando o deslocamento do fluido. Essa energia também expande a rocha, que expulsa o óleo presente em seus poros e ainda ocasiona a destilação de frações mais leves dentro da jazida.

3.1 Injeção de Vapor Solar

Uma das principais aplicações em potencial de plantas concentração solar térmica na indústria de óleo e gás é na geração de vapor necessário para recuperação térmica, já que estas plantas podem produzir vapor com alta pressão e temperaturas acima de 550 ºC. Assim, diversas pesquisas relacionadas ao potencial desta aplicação podem ser encontradas na literatura. Os primeiros estudos foram realizados na década de 80, como pode ser visto em Elzinga et al., (1980). Estudos recentes podem ser encontrados em Kraemer et al., (2009), Bierman et al., (2014), Dong et al., (2019), na qual consideram a viabilidade das tecnologias mais recentes de plantas CSTs. Os resultados mostram que a geração de vapor solar para recuperação é efetiva e pode trazer maior rentabilidade. O leitor interessado em entender mais sobre a geração direta de vapor solar pode buscar mais informações em Halabi et al. (2015).

4. SISTEMA DE CONTROLE

Para que o sistema opere de maneira estável e eficiente, diversas variáveis devem ser controladas em seus pontos de operação nominal. De maneira geral, o problema de controle de plantas de recuperação térmica solar pode ser dividido em dois subproblemas: (i) controle de temperatura do FTT na saída do campo solar e despacho/armazenamento do FTT nos tanques de

armazenamento; e (ii) controle de nível e pressão do sistema de gerador de vapor.

No campo solar, controla-se a temperatura de saída do FTT variando sua vazão mássica através do campo, e também, desfocando os espelhos quando a vazão mássica não é suficiente para lidar com os valores altos de irradiação.

No gerador de vapor, deve-se garantir que a pressão e temperatura do vapor fornecidas para os poços injetores se mantenham no valor nominal manipulando a vazão através da válvula na saída da caldeira. O nível de líquido também deve ser regulado para manter o sistema de geração de vapor dentro da faixa de operação segura, já que os tubos de água podem secar ou água líquida pode ser transportada junto com o fluxo de vapor se está variável não estiver em seu ponto de operação nominal.

5. RESULTADOS E ANÁLISES ECONOMICAS

O cenário numérico estudado neste artigo considera uma planta solar operando durante o período de quinze anos com dados reais de irradiação solar e temperatura ambiente correspondentes a localização geográfica Brasileira 2º41'22,65"S 45º00'22,28"O, que foram obtidas do projeto SONDA, (INPE, 2019). A capacidade de geração de energia térmica do campo solar é de 25 MWt com uma área total de 52.640 m^2. Cada tanque de armazenamento possui volume de 4.560 m^3 e no ponto de operação nominal o múltiplo solar é igual a 2. De acordo com dados da National Renewable Energy Laboratory o preço atual de uma instalação solar com este sistema de geração de vapor é estimado em $300.000.000.

Por sua vez, o reservatório possui 820 metros de comprimento e largura e 100 metros de profundidade. A porosidade média da rocha é 0,2 e seu desvio padrão é 0,1. Os valores da permeabilidade do modelo são pouco heterogêneos possuindo uma média de 250 mD e seu desvio padrão é de 200 mD. O fluido na jazida é o óleo pesado com uma densidade de 933 kg/m^3, o equivalente a 20API. Na Figura 6 são apresentadas a permeabilidade e porosidade da rocha.

5.1 Resultados de Simulação do Campo Solar e do Gerador de Vapor

Por questões de limitação de espaço, serão apresentados os gráficos do comportamento dinâmico do sistema por um período de dois dias. Na Figura 4, pode-se verificar a evolução da temperatura de saída do FTT no campo solar, a irradiação solar, a vazão mássica do fluido, e o nível de líquido nos tanques de armazenamento. Nota-se que nos períodos claros do dia o sistema de controle mantém a temperatura do FTT próxima do seu valor de referência. Além disso, o AET quente é primeiro abastecido e depois seu conteúdo é despachado com vazão de 250 kg/s para o gerador de vapor. De acordo com o estudo de simulação realizado, foi estimado que esta planta é capaz de gerar vapor por um tempo médio de 10 horas por dia.

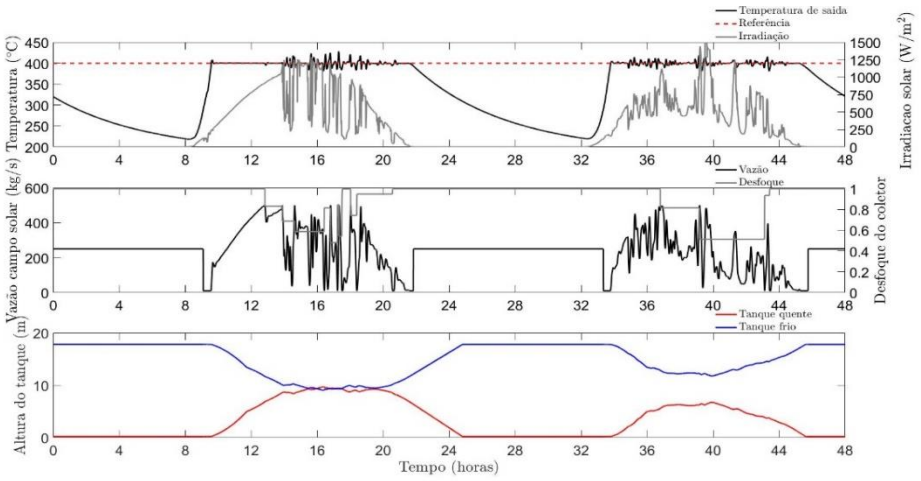


Figura 4 – Variáveis da planta solar e dos tanques de armazenamento em dois dias do mês

A Figura 5 apresenta os resultados obtidos para o comportamento do nível e da pressão da caldeira, controlados através da vazão de entrada de água e da vazão de saída de vapor desta, respectivamente.

Com base nos resultados obtidos observa-se que os efeitos de perturbações e acoplamentos possuem baixas amplitudes e são rejeitados em regime permanente, o que contribui positivamente para o seguimento de referência.

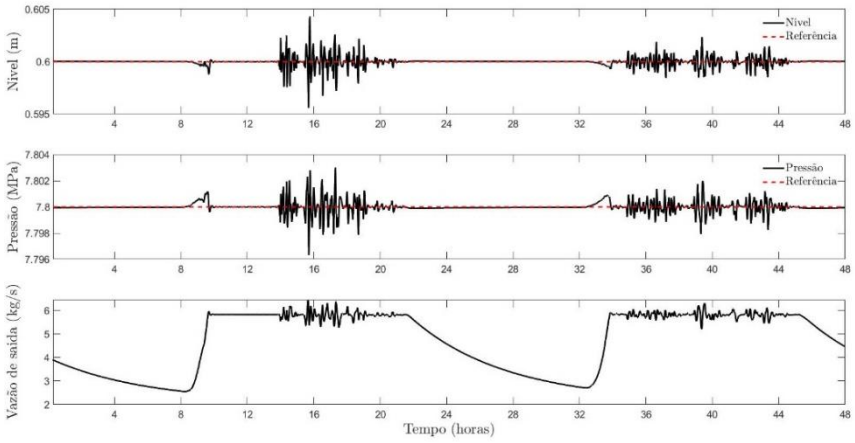


Figura 5 – Variáveis da caldeira em dois dias do mês

5.2 Resultados de Simulação do Reservatório

Na sequência, os resultados das simulações do método de recuperação térmico com injeção de vapor solar para um reservatório de campo maduro produzindo por 15 anos são apresentados. O modelo é composto de três poços, sendo um produtor e os outros injetores para otimizar a produção de óleo permitindo a cobertura quase completa do volume desta jazida.

Os valores acumulados da produção de óleo e gás no campo são de $4{,}089\times10^{6}$ m^3 e $5{,}0671\times10^{7}$ m^3, respectivamente. O valor de vapor injetado acumulado foi de $5{,}474\times10^{7}$ m^3. Por meio dos dados obtidos, pode-se observar que a produção de óleo é crescente e, portanto, os métodos são eficazes para estimular o reservatório.

Ao analisar a saturação dos fluidos, pode-se comprovar a eficiência e veracidade da teoria estudada e observar o comportamento da câmara de vapor. A distribuição da saturação do óleo nos períodos de 1 e 75 dias, além de 1 e 15 anos é mostrada na Figura 6. Essa figura mostra que inicialmente o modelo era todo saturado com óleo (valor 1), mas passa a perder sua saturação no decorrer do tempo devido à produção contínua de óleo e gás, chegando a ficar sem saturação (valor 0) na parte superior do reservatório, uma vez que o meio poroso passa a ser preenchido pelo vapor injetado.

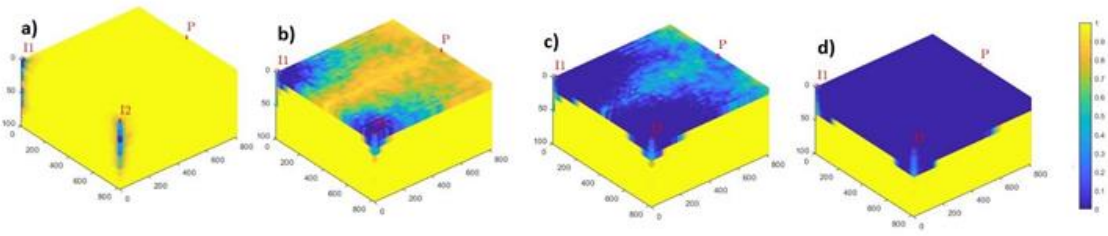


Figura 6 – Saturação. Tempo de Produção: (a) 1 dia; (b) 75 dias; (c) 1 ano; (d) 15 anos

Os investimentos necessários para a exploração do campo de petróleo utilizando de sísmica, juntamente com a engenharia de perfuração e de reservatório é de US$ 590.000, já constando o preço de 20 dias de sonda de perfuração. Com relação aos investimentos de infraestrutura, tais como logística de transporte, tanques, instalações de dutos, galpões, almoxarifados, escritórios aquisição de veículos, equipamentos dentre outras despesas é de US$ 294.000 (NOVAES, 2010). A Petrobras divulgou no último relatório financeiro do ano de 2019, que o custo de exploração *onshore* é de US$ 19,5 por barril (CBIE, 2019).

5.3 Análise Econômica

Para estimar as economias que a geração de vapor solar rende, observam-se os custos de gás natural eliminados. Para o cenário estudado, 42% (ou 4200 m^3/dia) do vapor será gerado a partir da energia solar. Como o preço atual do gás natural é de \$236,64/m^3, então a economia do sistema solar é de \$3.630.000/ano, considerando que o gás natural que é usado na geração de vapor é do próprio reservatório, portanto não há custos de transporte. Dados os custos analisados, o retorno do investimento para a geração de vapor solar seria de aproximadamente 2 anos e 10 meses.

A análise econômica foi realizada sobre dois cenários: o estudado, com 42% de vapor solar, e o cenário onde o vapor é totalmente produzido através da queima de gás natural. O objetivo é avaliar qual cenário apresenta o melhor retorno financeiro a partir do Valor Presente Líquido (VPL), um indicador que consegue incorporar os benefícios financeiros advindos da produção de óleo e descontar os custos com a produção e os investimentos necessários.

Para essa análise, à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi considerada de 24%, que é o retorno mínimo esperado pelo investidor ao realizar o negócio. No primeiro cenário o VPL foi de $ 689,74 MM, enquanto para o segundo foi de $ -4256,49 MM. Portanto, o primeiro cenário apresenta um retorno financeiro, ou seja, são projetos viáveis, enquanto usando somente vapor gerado pela queima de gás natural é um cenário econômico que traria prejuízos a uma empresa petrolífera e deveria ser abandonado.

6. CONCLUSÕES

No presente artigo, foi realizada uma análise econômica de um sistema de geração de vapor solar para a recuperação de campos de petróleo maduro durante um período de 15 anos de operação. Com base nos resultados de simulação e custos atualizados relacionados aos processos e investimentos, foi possível determinar a economia gerada através da utilização de vapor solar para a recuperação térmica. Com uma economia estimada de $3.630.000/ano, o retorno do investimento inicial aconteceria em cerca de 2 anos e 10 meses.

Apesar da tecnologia de recuperação solar térmica não ser capaz de produzir a demanda de vapor em dias de baixa irradiação solar, ela ainda é uma alternativa vantajosa dada a flutuabilidade e ao elevado preço do gás natural, assim como a redução de emissões de dióxido de carbono.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIAZETTO, P.H.F., de ANDRADE, G.A., and NORMEY-RICO, J.E. Application of an optimal control strategy for solar power plants operating in a day-ahead Market scheme. In Anais do XV Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, volume 1, 1206–1211, 2021.

BIERMAN, B; TREYNOR, C; O'DONNELL, J; LAWRENCE, M; CHANDRA, M; CHIESA, Matteo. Solar assisted method for recovery of bitumen from oil sand. Applied Energy, Elsevier, v. 86, n. 9, p. 1437–1441, 2009.

CBIE, Centro Brasileiro de Infraestrutura. O que são os custos de extração do petróleo? nov., 2019. Disponível em: < https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-os-custos-de-extracao-do-petroleo/ >. Acesso em 23 mai. 2021.

DONG, Xiaohu; LIU, Huiqing; CHEN, Zhangxin; WU, Keliu; LU, Ning; ZHANG, Qichen. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. Applied energy, Elsevier, v. 239, p. 1190–1211, 2019.

ELZINGA, E; ARNOLD, C; ALLEN, D; GARMAN, R; JOY, P; MITCHELL P. SHAW, H. Solar thermal enhanced oil recovery (STEOR). Technical Report, nov. 1980.

HALABI, M.A., AL-QATTAN, A., and AL-OTAIBI, A. Application of solar energy in the oil industry—current status and future prospects. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 43, p. 296–314, 2015.

HOU, H., DU, Q., HUANG, C., ZHANG, L., HU, E. An oil shale recovery system powered by solar thermal energy. Energy, 225, 120096, p. 12, 2021.

INPE, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Sistema de organização nacional de dados ambientais. 2019. Disponível em: < http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/florianopolis.html >. Acesso em 23 out. 2020.

IRENA, International Renewable Energy Agency. Concentrating Solar Power. v. 1, n. 2, 2012.

KRAEMER, Daniel; BAJPAYEE, Anurag; MUTO, Andy; BERUBE, Vincent;

NOVAES, R. C. S. Campos Maduros e Áreas de Acumulações Marginais de Petróleo e Gás Natural: uma análise da atividade econômica no Recôncavo Baiano. São Paulo, p. 179, 2010.

ANÁLISE ENERGÉTICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO UTILIZANDO BOMBA DE CALOR PARA RESFRIAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA O APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Giovanni Augusto Petrucci[1]; Juan José Garcia Pabon[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Em busca de melhorar a eficiência e rendimento do painel fotovoltaico e aproveitar a energia térmica que o painel gera, estudos estão sendo feitos para que tal resultado seja atingido. Diante disso, esse artigo propõe um sistema de geração hibrida utilizando bomba de calor (BC) para o resfriamento do painel fotovoltaico (PV). O sistema funcionara da seguinte forma, um circuito fechado de circulação de água retira o calor excessivo do PV e entrega ao evaporador da BC, seguidamente o sistema por compressão a vapor vai entregar calor para um tanque de água usando o condensador da BC. Após a análise energética esperasse determinar as condições ótimas nas quais o sistema híbrido obteria a máxima eficiência de geração de energia elétrica e térmica para as condições climáticas do Brasil.

Palavras-chave: Painel Fotovoltaico; Bomba de Calor, Cogeração de energia, Eficiência Energética.

ABSTRACT

In studies to improve the efficiency and efficiency of the photovoltaic panel and search for thermal energy that the panel, are being done so that the result is achieved. Therefore, this article plans to use a hybrid heat pump (BC) generation system to control the photovoltaic (PV) panel. The system will work in the form of water, using a closed loop of water to circulate water by evaporating the closed loop of water from the PV, together with the water supply system to provide a closed steam tank, together with the supply system. of water then a steam circulation tank closed to the BC. After the energy analysis, it is expected to

determine the optimal conditions in which the hybrid system would obtain the maximum generation of electric and thermal energy for the climatic conditions of Brazil.

Keywords: Barriers; Energy; Distributed Generation; Opportunities.

1. INTRODUÇÃO

A transição energética é o assunto mais recorrente atualmente, já que os recursos naturais estão ameaçados, por causa dos efeitos da ação humana. Assim sendo, não só mais o estudo de como gerar energia, mais sim de como utilizar ela de uma forma mais eficiente vem sendo estudada. Uma vez que o Brasil dispõe de grande potencial para o aproveitamento das energias renováveis, especialmente a energia solar. Haja vista, esta tecnologia é mundialmente promissora em inúmeras formas de aproveitamento, uma vez que a irradiação solar média incidente na região brasileira, aponta valores muito mais significativos do que em países europeus.(HINRICHS e KLEINBACH, 2019)

Os coletores solares fotovoltaicos baseados em células de silício (PV) desempenham um papel importante porque são conversores diretos de energia. No entanto, as células solares fotovoltaicas estão em um dilema há décadas devido à sua baixa eficiência de conversão. A menor eficiência de conversão é proporcional ao aumento da temperatura de operação. Normalmente, cerca de 15-20% da energia disponível da radiação solar incidente recebida pelas células fotovoltaicas é convertida em energia elétrica útil, enquanto os 80-85% restantes são perdidos do painel como calor. Para melhorar a eficiência.(JAMES e colab., 2021).

As bombas de calor extraem calor de baixa temperatura de fontes de energia renováveis, como ar, solo, água e águas subterrâneas. A aplicação de bombas de calor leva a uma redução significativa no consumo final de energia. No entanto, se as condições de funcionamento da bomba de calor não forem devidamente selecionadas e o seu coeficiente de rendimento (COP) e sazonal (SCOP) forem baixos, a redução do consumo de energia primária não é

significativa ou mesmo inexistente. Portanto, a bomba de calor usa mais eletricidade para acionar seu compressor.(CHWIEDUK e CHWIEDUK, 2021).

Dessa maneira, presume-se que é de grande relevância a energia solar dentro da matriz energética. Seguindo tal contextualização, o presente estudo tem como objetivo analisar quais os impactos causados pela temperatura na placa solar, ou seja, o quanto a eficiência da placa será afetada quando mais ela esquentar e qual será a eficiência quando a placa for resfriada.

2. METODOLOGIA

É apresentado a seguir o dimensionamento do projeto, para isso alguns parâmetros são considerados, tais como: Irradiação, Cálculo do número de placas, Volume do tanque, Eficiência do sistema (COP-Coeficiente de desempenho), Temperatura de trabalho, Bomba de calor etc. Apresentado na figura 1.

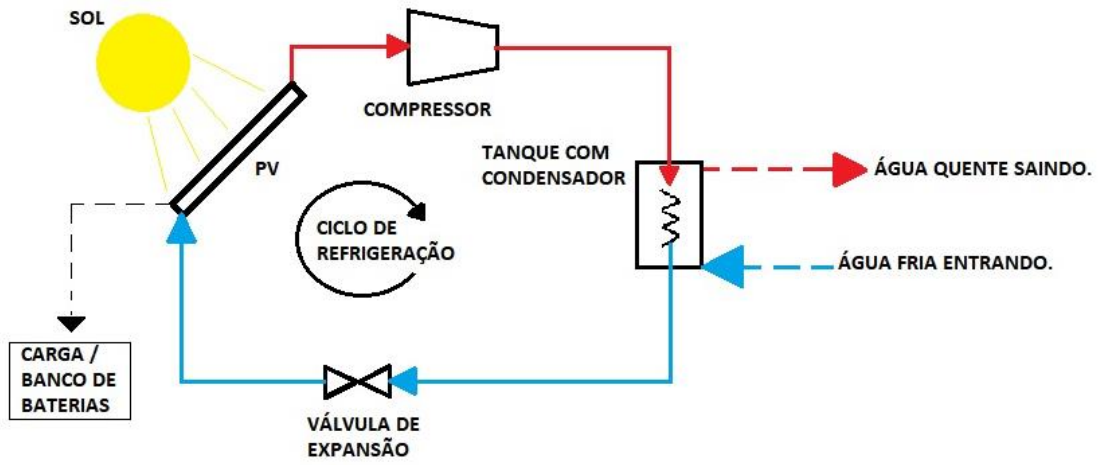


Figura 1 – Painel fotovoltaico com resfriamento de bomba de calor para aquecimento de água

2.1 Irradiância

Uma das maneiras de quantificar a radiação solar é através da irradiância, é expressa na unidade de W/m². A potência é uma grandeza física sendo definida como a energia transportada durante um certo intervalo de tempo, ou a taxa de variação da energia com o tempo, ou seja, nesse caso quanto maior a

potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo. Calcular a irradiância em W/m² é muito importante para avaliar a eficiência dos dispositivos e sistemas fotovoltaicos. A irradiância que entra na terra é de $I_o = 1367\, W/m^2$.(DUFFIE e colab., 1985).Irradiância é prejudicada devido a composição da camada da atmosfera que é composta por H_2O, CO_2, O_3, etc. Assim tende a ter uma diminuição na irradiância extraterrestre pois a concentração dessas substâncias na atmosfera é bem considerável. Por isso, a irradiância total sobre uma superfície horizontal é menor. Modelos permitem estimar as parcelas de irradiância direta ($I_{b,h}$) e difusa ($I_{d,h}$) sobre a superfície horizontal para o céu claro .(DUFFIE e colab., 1985)

A irradiação efetiva sobre a placa coletora solar, ou irradiação total (I_T) é dada pela somatória das irradiâncias da superfície horizontal direta ($I_{b,h}$) e difusa ($I_{d,h}$), multiplicadas pelo ângulo da radiação direta (R_b), ângulo da radiação difusa (R_d), ângulo da radiação refletida (R_r).

$$I_T = I_{b,h}R_b + I_{d,h}R_d + (I_{b,h} + I_{d,h})R_r$$

Equação 1 - Cálculo da radiação global

É recomendado que a inclinação do painel não seja menor que 15º, pois segundo estudos isso seria um ângulo ideal para diminuir as perdas por sujeira, além disso, sugeri que o painel seja voltado para o equador, assim, quando for solstício de verão deve-se considerar menos 15º e quando for solstício de inverno deve-se considerar mais 15º.(DUFFIE e colab., 1985).

2.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para o dimensionamento do sistema será considerada uma placa com potência de 530 Wp (Watts-pico) da fabricante Jinko, esse valor é o valor máximo que a placa possui de potência, quando o céu está claro e sol está em cima dela. A placa selecionada tem comprimento de 2,274 metros e largura é de 1,134

metros, com esses dados obtém a eficiência da placa, potência que ela irá gerar em dias e mês.

Com isso a potência gerada, pode ser dada através da equação 03:

$$P_{gerada} = \frac{I_T * \eta\%_{placa} * A_{placa}}{1000} \quad (kW)$$

Equação 2 - Potência da placa por dia.

Através da potência gerada por dia ou mês, através da equação 4:

$$P_{gerada-dia} = \sum_{i=1}^{i=24} \left(P_{gerada-i}\right) \quad (em\ kWh/dia)$$

Equação 3 - Potência gerada por dia.

O inversor escolhido, é do fabricante Growatt, para essa escolha foi considerado que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) não pode ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor, além disso, considera um fator de correção de 10% para a tensão de circuito aberto e uma queda de tensão, essa queda é dada pelo coeficiente de temperatura de tensão de circuito aberto. Esses fatores servem para dar uma maior segurança ao dimensionamento do sistema.

2.3 Temperatura de trabalho

A temperatura ambiente adotada pelos fabricantes é de 20ºC para as condições NOTC – Normal Operation Cell Temperature, esta condição é em laboratório, em uma câmara climatizada criada com um sistema de controle preciso e configurado para iluminação e temperatura. O NOCT de um painel solar serve como um norte para estudar a temperatura na qual o módulo operará em campo, por isso é um parâmetro muito útil pois permite comparar o desempenho de diferentes modelos de painéis fotovoltaicos. Assim podemos

calcular o coeficiente global de transferência de calor que é dado pela equação abaixo:

$$\frac{U_L}{\alpha\tau} = \frac{I_{T,NOTC}}{NOCT - T_{amb,\,NOCT}}$$

Equação 4 - Coeficiente global de transferência de calor.

Como os fabricantes de placas fornecem os valores de irradiância, temperatura ambiente e a temperatura nominal de operação da placa, assim, obtém-se a relação de transferência de calor. A temperatura de operação da placa é de 45±2ºC, irradiância de 800 W/m² e temperatura ambiente de 20ºC.

Determinando o coeficiente global, consegue-se obter a temperatura de trabalho do painel ($\bar{T}_{PV}$), ou seja, a temperatura que está sendo incidente no painel quando não existem um sistema de resfriamento ativo.

$$\bar{T}_{PV} = T_{amb} + \frac{\alpha\tau}{U_L} I_T$$

Equação 5 - Temperatura de trabalho na placa.

A variação da eficiência do painel fotovoltaico em função da temperatura de trabalho do painel ($\bar{T}_{PV}$) usando as condições NOCT:

$$\eta_{PV} = \eta_{NOCT}\left(1 - 0{,}0035\left(\bar{T}_{PV} - \bar{T}_{PV,NOCT}\right)\right)$$

Equação 7 – Eficiência de trabalho na placa.

2.4 Bomba de calor, Evaporador, Condensador.

Uma bomba de calor é o que transfere calor de um meio de baixa temperatura para um meio de alta temperatura, assim, a bomba de calor no sistema terá por objetivo transportar a água para resfriar a placa solar, para isso é preciso saber qual o calor de excesso na placa.

$$Q_{PV} = \mathrm{A_{placa}} * \mathrm{I_T}(1 - \bar{\eta}_{cell})$$

Equação 8 - Quantidade de calor de excesso na placa.

Aplicando a lei de resfriamento de Newton, para poder descrever uma situação de equilíbrio térmico e com o coeficiente global de transferência de calor, tem-se a quantidade de calor por convecção que o sistema sofrerá.

$$T_{PV} = T_{evap} + \frac{Q_{PV}}{UA_{evap}}$$

Equação 9 - Temperatura de evaporação.

O evaporador transfere a energia térmica contida no ambiente para o fluido refrigerante de baixa temperatura e processo de evaporação. Assim, a vazão massa específica de referência (m_{ref}) é expressa pela quantidade de calor da placa (Q_{PV}) e as entalpia de saída (h_s) e entrada (h_{ent}).

$$m_{ref} = \frac{Q_{PV}}{(h_s - h_{ent})}$$

Equação 10 - Massa de referência.

Os compressores são sistemas abertos que atuam sobre uma substância alterando o seu estado, geralmente aumentando a pressão e/ou altitude. (ÇENGEL e BOLES, 2011)

$$W_{comp} = \frac{m_{ref}(h_s - h_{ent})}{\eta_{isen}}$$

Equação 11 - Trabalho do compressor.

O condensador entrega o calor absorvido pelo painel fotovoltaico para o tanque de água, aquecendo-a.

$$Q_{cond} = m_{ref} * (h_s - h_{ent})$$

Equação 12 - Quantidade de calor do condensador.

A temperatura da água varia com tempo em função do calor adicionado pelo condensador e depende do volume de água armazenado durante o dia. A equação 13 apresenta o cálculo da tempera da água considerando que a demanda de água unicamente será à noite.

$$T_{agua} = T_{agua,inicial} + \frac{Q_{cond} t}{M_{agua,tanque} c_{p,agua}}$$

Equação 13 – Temperatura de água no tanque.

3. RESULTADOS

O artigo estuda as características de desempenho de um sistema fotovoltaico com utilização de bomba de calor, onde a placa fotovoltaica é resfriada através do refrigerante R134a na temperatura ambiente de 20°C. Foi calculado os valores de irradiância para as condições de céu normal conforme a figura 2 para um dia do inverno.

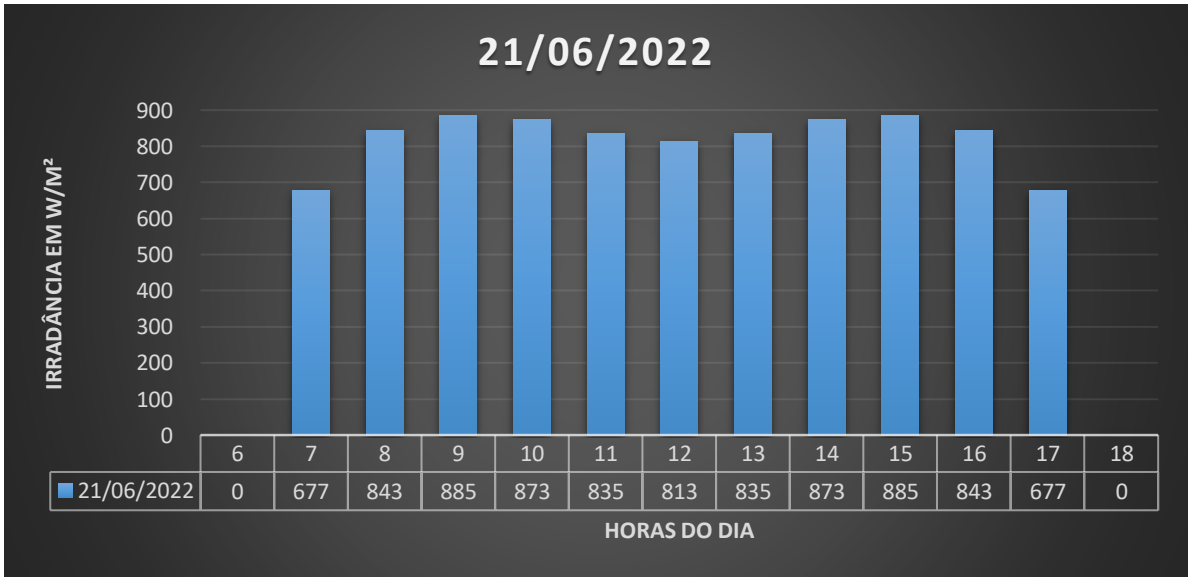


Figura 2 - Irradiância solstício de inverno.

Para dimensionar a bomba de calor, evaporador e condensador foi utilizado o software Coolpack, com os seguinte valores do ciclo: Temperatura de evaporação é de 20°C. A temperatura de condensação do R134a é de 50°C. Grau de superaquecimento foi de 10°C, e o grau subresfriamento 5°C.

Na Tabela 1 é apresentado todos os resultados calculados, pode-se ver a variação da temperatura da água durante o dia. A potência elétrica e o calor excedente que o painel tem ao longo do dia, a variação da temperatura na placa com e sem o evaporador.

Tabela 1 – Dimensionamento do dia 21/06/2022

hora	radiação total (w/m²)	Tpv (°C)	η%	potência elétrica (W)	tpv com evap	η% com evap	potência elétrica com evap (W)	Qpv (W)	Wc (W)	Qc (W)	Tagua (°C)
6	0	20	27,94%	0	20	27,94%	0	0	0	0	20
7	677	41,16	26,04%	455	26,49	27,36%	478	1298	254	1450	23
8	843	46,34	25,57%	556	28,08	27,21%	592	1615	316	1805	26
9	885	47,64	25,45%	581	28,48	27,18%	620	1695	331	1894	29
10	873	47,28	25,49%	574	28,36	27,19%	612	1673	327	1869	32
11	835	46,11	25,59%	551	28,00	27,22%	586	1601	313	1788	35
12	813	45,40	25,66%	538	27,79	27,24%	571	1557	304	1740	38
13	835	46,11	25,59%	551	28,00	27,22%	586	1601	313	1788	41
14	873	47,28	25,49%	574	28,36	27,19%	612	1673	327	1869	44
15	885	47,64	25,45%	581	28,48	27,18%	620	1695	331	1894	48
16	843	46,34	25,57%	556	28,08	27,21%	592	1615	316	1805	51
17	677	41,16	26,04%	455	26,49	27,36%	478	1298	254	1450	53
18	0	20	27,94%	0	20	27,94%	0	0	0	0	53

A partir dos dados da tabela 1 é possível calcular a energia elétrica produzida durante o dia com e sem resfriamento 5,97 e 6,35 kWh, o que presenta um aumento de 6,4% na geração de energia elétrica com o painel fotovoltaica trabalho a temperatura menor. Adicionalmente, deve-se somar os 19,35 kWh de energia térmica armazena em água quente, que deixaram de ser consumidos

quando a residência aquecimento elétrico para água de banho por exemplo. Esta energia térmica compensa o consumo de energia elétrica do compressor.

4. CONCLUSÃO

Através dos resultados obtidos conclui-se que um sistema com resfriamento de bomba de calor aumenta em aproximadamente 2% a eficiência do painel fotovoltaico, reduz consideravelmente a temperatura no painel e a energia gerada no dia e melhor, em relação a um sistema sem evaporador. Apesar do fato que incluir o sistema de bomba de calor adiciona o consumo de energia elétrica do compressor, esta pode ser descontada da energia que seria gasta para aquecimento de água, seja por resistência elétrica ou queima de gás.

Por tudo o anterior, O sistema apresentado apresenta resultados preliminares positivos, mas é importante destacar que o sistema ainda precisa ser otimizado, trabalhos futuros incluem um modelo matemático do sistema mais detalhado e protótipo experimental que permitam estabelecer com mais exatidão as vantagens e desvantagens dessa configuração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ÇENGEL, Yunus A. e BOLES, Michael A. Termodinâmica 7oed. [S.l: s.n.], 2011.

CHWIEDUK, Bartosz e CHWIEDUK, Dorota. Analysis of operation and energy performance of a heat pump driven by a PV system for space heating of a single family house in polish conditions. Renewable Energy, v. 165, p. 117–126, 1 Mar 2021.

DUFFIE, John A. e BECKMAN, William A. e MCGOWAN, Jon. Solar Engineering of Thermal Processes . [S.l: s.n.], 1985. v. 53.

HINRICHS, Roger A. e KLEINBACH, Merlin. Energia e Meio Ambiente. Journal of Chemical Information and Modeling, v. 53, n. 9, p. 1689–1699, 2019.

JAMES, A. e colab. Experimental studies on photovoltaic-thermal heat pump water heaters using variable frequency drive compressors. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 45, 1 Jun 2021.

PEREIRA, Enio e colab. Atlas brasileiro de energia solar. Atlas brasileiro de energia solar, 2017.

ANÁLISE REGULATÓRIA COMPARANDO OS SETORES DE SANEAMENTO BÁSICO E GÁS CANALIZADO

Taluia Croso[1]; Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]; Virginia Parente[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

A universalização dos serviços públicos é essencial para a garantia de desenvolvimento, saúde e bem-estar da população. No setor de energia brasileiro, observam-se políticas públicas e programas desenvolvidos ao longo das últimas décadas, que promoveram o acesso à eletricidade e gás a milhares de pessoas, garantindo em 2020, o acesso à energia de cerca 99% da população. No entanto, o setor de saneamento básico enfrenta grandes obstáculos relativamente ao cumprimento dos objetivos de universalização definidos na Lei 14.026/2020. Neste sentido, o presente artigo apresenta metodologia de avaliação da legislação do setor de energia considerando a convergência em prol de mecanismos de compartilhamento das redes de ambos os setores. Através de uma análise qualitativa das regulações do setor de energia, pretende-se definir indicadores qualitativos, que demonstrem o grau de favorecimento de determinado regramento em relação à proposta de compartilhamento. O estudo foca-se na regulamentação do Estado de São Paulo, especialmente relativa à inserção de biometano na rede de gás canalizado e ao compartilhamento dessas infraestruturas essenciais, onde se verificam, portanto, avanços que vão ao encontro da proposta de compartilhamento de infraestrutura. A pesquisa almeja proporcionar aos atores, que figuram nestas áreas de interesse, mecanismos regulatórios que possibilitem facilitar o compartilhamento de infraestrutura com o intuito de ampliar o acesso a estes serviços. A pesquisa também pretende contribuir para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, particularmente 6, 7 e 13.

Palavras-chave: Compartilhamento de infraestrutura; Legislação setorial;

Barreiras à universalização do acesso aos serviços públicos; Energia; Oportunidades.

ABSTRACT

The universalization of public services is essential to guarantee the development, health and well-being of the population. In Brazil, while public policies and programs developed over the last decades have promoted access to energy for thousands of people, guaranteeing access to energy for about 99% of the population in 2020, the basic sanitation sector faces, towards the fulfillment of the defined universalization objectives in Law 14.026/2020, major obstacles. In this sense, the present article intends to present a evaluation methodology of the legislation of both sectors to verify the convergence in favor of sharing mechanisms of these networks. Through a qualitative analysis of the regulations of energy sector, it is intended to define qualitative indicators that demonstrate the degree of favoring of a given regulation in relation to the sharing proposal. The study focuses on the regulations for the State of São Paulo, especially regarding the insertion of biomethane in the piped gas network, where advances are verified that meet the proposed infrastructure sharing. The research aims to provide the actors, who appear in these areas of interest, regulatory mechanisms that make it possible to facilitate the sharing of infrastructure to expand access to these services. The research is also intended to contribute to the Sustainable Development Goals, particularly 6, 7 and 13.

Keywords: Infrastructure sharing; Sectoral legislation; Barriers to universal access to public services; Energy; opportunities.

1. INTRODUÇÃO

Em setembro de 2015, a Organização das Nações unidas (ONU) lançou os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)[1], com o comprometimento

[1] Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável são uma meta mundial da ONU. A ação é, sobretudo, um apelo global para dirimir situações de pobreza, proteger o meio ambiente e o clima e garantir que dignidade às pessoas globalmente.

de diversos países no cumprimento da meta até 2030. Os ODS são enumerados em 17, sendo que este trabalho se relaciona diretamente com os ODS 6, água potável e saneamento; ODS 7, energia limpa e acessível; e, ODS 13, ação contra a mudança global do clima.

Embora sejam ações globais, há, por parte dos governos nacionais, comprometimento no cumprimento destas metas, seja através da criação de políticas públicas, do enquadramento regulatório e do incremento do arcabouço legal.

No Brasil, diversos programas e políticas sociais no sentido de ampliar o acesso à energia, foram implementados ao longo das últimas décadas, e, atualmente, cerca de 99% da população está conectada na rede de eletricidade[2]. No que concerne ao saneamento básico, a partir da promulgação da Lei 14.026/2020, novo marco legal do saneamento.

Ambos os setores, energia e saneamento, apresentam obstáculos comuns aos serviços estruturados em redes, e a elaboração de planos de expansão de rede tornam-se mais e mais complexos à medida que atingem localidades onde a concentração populacional é mais dispersa. E, programas e políticas públicas carecem de mais tempo e recurso para o cumprimento de metas.

A despeito do nível de maturação da regulação dos setores e da cobertura dos serviços de gás canalizado e saneamento, há, nas regulações específicas destes setores, a previsão de câmbio de produtos e serviços através do compartilhamento de infraestrutura.

Neste estudo, o tema do compartilhamento de infraestrutura na legislação e regulação do estado de São Paulo é avaliado, através da elaboração de indicadores, apoiados na metodologia de análise de impacto regulatório, o conhecido *The Five Case Models (FCM)*.

[2] Segundo IBGE, em 2019, cerca de 99,8% dos domicílios do país tinham acesso à energia elétrica, 99,5% estavam conectados à rede, e, em 99,2% destes últimos domicílios, o abastecimento se dava em tempo integral. A Região Norte é a macro-região com menor acesso à energia elétrica, 98,8% dos domicílios. Disponível em: https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/populacao/21130-domicilios-brasileiros.html#:~:text=Em%202019%2C%20quase%20que%20a,se%20dava%20em%20tempo%20integral.

2. MÉTODOS

Foram definidos indicadores, que avaliam a legislação e a regulação federal e paulista, do setor energético, segundo a metodologia *The Five Case Model* (FCM), figura 1, que é aplicável para políticas públicas, estratégias, programas e projetos, o qual envolve cinco dimensões principais, a saber: i) estratégica; ii) econômica; iii) comercial; iv) financeira e v) gestão (HM Treasury 2018).

Figura 1 - Definição dos Indicadores

O propósito da análise, na dimensão estratégica[3], é verificar o alinhamento da proposta contida no regramento (lei, norma, diretriz ou deliberação) em relação ao tema de universalização do acesso aos serviços públicos de energia e saneamento básico, demonstrando sinergias e externalidades possíveis. Por seu turno, o indicador estratégico busca identificar quais regramentos podem produzir benefícios e impactos no nível de acesso da população aos referidos serviços públicos (HM Treasury 2018).

[3] [3] Método baseado na metodologia apresentada no GUIDE TO DEVELOPING THE PROJECT BUSINESS CASE, disponível em: www.gov.uk/government/publications; https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/749086/Project_Business_Case_2018.pdf

O propósito da análise, na dimensão econômica, é identificar se há, algum valor econômico que a implementação do regramento pode retornar para a sociedade, assim como se a aplicação do regramento minimiza os riscos envolvidos. O indicador econômico busca identificar, socialmente, se há custo-benefício na adoção do regramento em relação ao nível de acesso da população aos referidos serviços públicos (HM Treasury 2018).

O propósito de análise, na dimensão comercial, é identificar se o regramento possibilita aumento na viabilidade econômica de propostas de ampliação do acesso da população aos referidos serviços públicos, o que requer um entendimento de mercado. Ou seja, este indicador busca identificar como o regramento pode facilitar resultados e marcos que devem ser alcançados e de como este aloca os riscos potenciais nas fases de Elaboração, Construção, Financiamento e Operação adequadamente entre os setores público e privado, refletindo em possíveis mecanismo de cobrança e arranjos contratuais (HM Treasury 2018).

Por sua vez, o propósito de análise, na dimensão financeira, é demonstrar como o regramento pode auxiliar a acessibilidade e o financiamento de projetos de incremento de acesso da população aos referidos serviços públicos, incluindo o suporte das partes interessadas e clientes, conforme necessário. O Indicador financeiro busca identificar se o regramento facilita a capacidade de financiamento de projetos e se é capaz de resolver eventuais lacunas de financiamento durante a vida útil do esquema (HM Treasury 2018).

Na dimensão de gestão, o propósito é demonstrar que o regramento possibilita arranjos robustos para a entrega, monitoramento e acompanhamento de projetos. O indicador de gestão busca identificar os regramentos que possam garantir a viabilidade de projetos, mas que ao mesmo tempo, possibilitem a comprovação de que estes serão gerenciados de acordo com as melhores práticas, sujeitos a garantias independentes e que prevejam os arranjos necessários para mudança e gerenciamento de contratos, realização de benefícios e gerenciamento de riscos (HM Treasury 2018).

Desta maneira, a partir desse método foram criados os cinco indicadores, $I_{estratégico}$, $I_{econômico}$, $I_{comercial}$, $I_{financeiro}$ e $I_{gestão,}$ com a finalidade de possibilitar a análise dos regramentos, em relação à ampliação ao acesso da população aos serviços públicos de energia e saneamento básico nas cinco dimensões mencionadas.

Havia, desde o início deste estudo, a previsão de que alguns regramentos fossem complementares, cobrindo e ampliando seus alcances em dimensões, que de forma isolada estes não possuíam. Assim, a análise dos regramentos, elaborada neste estudo, foca-se não apenas em regramentos específicos, mas procura identificar também possibilidades de arranjos com diversos regramentos.

3. REGULAMENTAÇÃO

Neste estudo foram analisadas as regulamentações federais, e do estado de São Paulo. Na Constituição Federal de 1988 encontra-se a redação do Art. 25, que reza:

> Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição. § 1º São reservadas aos Estados as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição. § 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 5, de 1995).

Ademais, no nível federal, destaca-se o Decreto Federal nº 10.712/2021 dispondo que:

> Art. 4º Conforme o disposto no § 2º do art. 3º da Lei nº 14.134, de 2021, para todos os fins, o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP.

Em 26 de julho de 2017, após a Consulta Pública nº 07/2016, a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (Arsesp), regulamentou as condições para a distribuição do biometano, pela rede de gás canalizado no estado de São Paulo, por meio da Deliberação nº 744/2017.

Em 2009, foi promulgada a Lei Estadual nº 13.798, que instituiu a Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC). Adiante, em 2012, por meio do Decreto Estadual n° 58.659, foi instituído o Programa Paulista de Biogás, com objetivo de incentivar a ampliação da participação de energias renováveis na matriz energética do Estado de São Paulo.

Em 20 de julho de 2021, por meio do Decreto nº 65.881, o estado de São Paulo aderiu às campanhas globais da ONU/UNFCCC, *Race to Zero* e *Race to Resilience*, com o compromisso de zerar as emissões líquidas de gases de efeito estufa (GEE) até 2050.

E, em 21 de março de 2022, foi publicado o Decreto Federal nº 11.003, que institui a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano, com o objetivo de fomentar programas e ações para reduzir a emissões de metano, incentivar o uso de biogás e biometano como fontes renováveis de energia e combustível e contribuir para o cumprimento de compromissos climáticos.

As Resoluções ANP nº 8/2015 e nº 685/2017 – alocam a responsabilidade e os custos para o controle de qualidade do biometano ao produtor.

Ainda, no âmbito federal, verifica-se a recente publicação do Decreto nº 11.075, de 19 de maio de 2022 para tratar dos procedimentos para a elaboração dos Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas, institui o Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa e altera o Decreto nº 11.003, de 21 de março de 2022.

A Deliberação Arsesp nº 744/2017, reforça que o fornecedor é responsável pela qualidade do gás até o Ponto de Recepção da concessionária. Do ponto de recepção até o consumidor, a responsabilidade passa a ser da concessionária. E, dispõe que a interconexão do produtor está condicionada à solicitação fundamentada do interessado, sendo necessário que haja viabilidade

técnica e econômico-financeira da expansão do Sistema de Distribuição, desde a conexão do produtor até o usuário, para que este investimento seja reconhecido na tarifa, conforme estabelece o art. 15, da Deliberação Arsesp nº 744/2017.

Nos casos em que for constatada a inviabilidade econômico-financeira usuários e fornecedores podem optar por arcar pela parcela economicamente não viável da obra, e viabilizar a conexão.

Observam-se, ainda as normas estaduais: (i) Deliberação ARSESP nº 1.055, de 08 de outubro de 2020; (ii) Deliberação ARSESP nº 1.061, de 06 de novembro de 2020; (iii) Deliberação ARSESP nº 1.151, de 09 de abril de 2021.

Nessa linha, a Deliberação ARSESP nº 1.055, de 08 de outubro de 2020, estabelece as condições e os critérios para a autorização da prestação dos serviços de distribuição de Gás Canalizado, por meio de projetos estruturantes de Rede Local, no âmbito do Estado de São Paulo.

A Deliberação ARSESP nº 1.061, de 06 de novembro de 2020 dispõe sobre as regras para prestação do Serviço de Distribuição de Gás Canalizado para os Usuários Livres, as condições para autorização do Comercializador, as medidas para fomentar o Mercado Livre de Gás Canalizado no Estado de São Paulo e revoga as Deliberações ARSESP Nº 230/2011, 231/2011, 263/2011, 296/2012, 297/2012 e 430/2013.

E, a Deliberação ARSESP nº 1.151, de 09 de abril de 2021 Dispõe sobre o conteúdo da Conta de Gás a ser adotada pelas concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo e altera a Deliberação nº 732, de 06 de julho de 2017.

Dado esse cenário normativo, seja federal e estadual, a metodologia exposta na Tabela 1 apresenta os índices avaliativos para cada dimensão analisada e abarcada por cada um regramento.

Tabela 1 – Metodologia de avaliação normativa do setor de energia

Esfera/Tipo	Regramento	$I_{estratégico}$	$I_{econômico}$	$I_{comercial}$	$I_{financeiro}$	$I_{gestão}$
Lei Federal	Lei 14.026	X	X			X
Decreto Federal	Decreto Federal nº 10.712/2021	X				X
Decreto Estadual	Decreto Estadual n° 58.659, de 2012	X		X		X
Deliberação ARSESP	Deliberação nº 744/2017.	X			X	X

Fonte: Elaboração própria

Por meio da Tabela 1, averigua-se que os regramentos analisados possuem índices adequados para a questão posta de acesso à energia e possibilidade de compartilhamento de infraestruturas essenciais com o setor de saneamento, inclusive, pode-se conciliar projetos com redes locais e aprimoramento do abastecimento de água e disponibilidade de rede de esgoto. Com isso, pode-se inferir que a legislação do setor de energia exerce um importante papel para possibilitar a ampliação do acesso ao saneamento básico.

Entretanto a legislação pouco atua no ambiente comercial, onde há necessidade de políticas públicas que incentivem o desenvolvimento do mercado e estabelecimento de tecnologias que estão em estágios mais avançados em outros países como Alemanha, França e Estados Unidos[4], por exemplo.

[4] Atualmente, 35% da energia elétrica produzida na Alemanha vem de fontes renováveis. Desses, 8,1 % correspondem a biomassa, 57,4% a biogás e 5,3% a biometano. O upgrade do biogás em biometano foi incentivado. De acordo com a *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.* (FNR, 2020), o número de plantas de biometano na Alemanha subiu de 152 em 2013, correspondendo a 95.236 Nm³/h de biometano, para 212 (132.084 Nm³/h) em 2018. Na França, desde 2001, através do "*Renewable Energy Feed-in Tariffs (I)*", mecanismos tarifários no país têm sido eficientes para incentivar o crescimento do biogás e biometano no país, atualmente, são 708 unidades produzindo biogás, com capacidade instalada de 470 MW, e mais 266 projetos, totalizando 77 MW, em fase de implementação. Atualmente, nos Estados Unidos, são 1.269 biodigestores anaeróbicos instalados em plantas de tratamento de efluente, sendo que 860 produzem energia elétrica (aproximadamente 20.280 GWh/ano) ou calor. Dessas plantas, cerca de 2% produzem biometano, totalizando 1.293 milhões m³/ano injetados na rede de gás natural do país, muito incentivos federais e locais são dados para incentivar o uso do combustível no setor de transportes. Nesse sentido,

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desafio da universalização dos serviços públicos é objeto de uma série de normas dos setores de infraestruturas, como visto no setor de energia brasileiro, políticas públicas e programas foram desenvolvidos ao longo das últimas décadas para ampliar o acesso à energia. Mais recentemente, em 2020, por meio da Lei 14.026, o setor de saneamento básico é colocado como estratégico em termos de universalização.

Assim, tendo em vista que o setor de energia já alcançou sua universalização, discutiu-se como esse setor pode gerar benefícios à universalização no setor de saneamento, do que se observa o compatilhamento de infraestrutura ser ponto crucial.

Assim, essa pesquisa explorou a sinergia entre os setores de energia e saneamento. Dessa forma, o artigo apresentou metodologia de avalição da legislação do setor de energia para verificar a convergência em prol de mecanismos de compartilhamento destas redes.

Através de uma análise qualitativa das regulações do setor de energia, foram definidos indicadores qualitativos, com o intuito de se visualizar o grau de favorecimento de determinado regramento em relação à proposta de compartilhamento.

Portanto, a pesquisa contribuiu para a construção de mecanismos regulatórios que possibilitem facilitar o compartilhamento de infraestrutura com o intuito de ampliar o acesso aos serviços de saneamento, dentro da perspectiva dos ODS 6, 7 e 13.

dois programas principais se destacam*: Renewable Fuel Standards Program* (RFS) e *o Low Carbon Fuel Standards (LCFS)* na Califórnia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Resolução ANP nº 8/2015. Disponível em http://www.anp.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

ANP. Resolução nº 685/2017. Disponível em http://www.anp.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

ARSESP. Deliberação nº 744/2017. Disponível em: http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/legislacao.aspx. Acesso em 09 abr. 2022.

ARSESP. Deliberação nº 1.055, de 08 de outubro de 2020. Disponível em: http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/legislacao.aspx. Acesso em 09 abr. 2022.

ARSESP. Deliberação nº 1.061, de 06 de novembro de 2020. Disponível em: http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/legislacao.aspx. Acesso em 09 abr. 2022.

ARSESP. Deliberação nº 1.151, de 09 de abril de 2021Disponível em:. http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/legislacao.aspx. Acesso em 09 abr. 2022.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil. 1988. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em 09 abr. 2022.

BRASIL. Lei nº Lei 14.026/2020. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/>. Acesso em: 09 abr. 2022.

BRASIL. Decreto Federal nº 10.712/2021. Disponível em http://www.planalto.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

BRASIL. Decreto Federal nº 11.003. Disponível em http://www.planalto.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

BRASIL. Decreto nº 11.075, de 19 de maio de 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

HM TREASURY. 2018. Guide to Developing the Project Business Case. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/749086/Project_Business_Case_2018.pdf.

SÃO PAULO. Lei Estadual nº 13.798, de 2009. Disponível em: https://www.al.sp.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

SÃO PAULO. Decreto Estadual n° 58.659, de 2012. Disponível em: https://www.al.sp.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

SÃO PAULO. Decreto nº 65.881, de 2021. Disponível em: https://www.al.sp.gov.br/. Acesso em: 09 abr. 2022.

ANÁLISE SISTÊMICA DA INSERÇÃO DA TECNOLOGIA V2G EM UMA CIDADE UTILIZANDO FERRAMENTAS DO PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS PIR

Marcos Frederico Bortotti[1]; Pascoal H. Rigolin[2]; Miguel Udaeta[1]; Jose A. Baesso Grimoni[1]

[1]Universidade de São Paulo; [2]Ryerson University

RESUMO

Este trabalho abrange uma caracterização dos impactos da tecnologia “Vehicle to Grid” V2G tanto para o lado da demanda quanto da oferta. Utilizando do planejamento integrado de recursos, juntamente com a ferramenta do computo e valoração dos potenciais completos se realiza a divisão de quatro dimensões. Estas, compostas por Ambiental, Social, Técnico econômica e Política, cada uma com subdivisões que permitiu uma caracterização dos impactos da tecnologia mais abrangente. Foi considerado como estudo de caso a inserção em uma cidade com parâmetros mais industriais, o que permite um melhor apelo ambiental. Trouxe então uma melhor visão da tecnologia o que permitiu entender as necessidades e desafios que é necessário para a penetração do V2G na sociedade futura. Foi possível observar melhorias e futuros desafios para implementação nas quatro dimensões caracterizadas. Destacando-se uma fácil obtenção de dados nos âmbitos ambientais e técnico econômicos que permitiu mensurações de economia nas toneladas de CO2 emitidos diretamente e indiretamente na atmosfera. Já nos âmbitos social e político, por serem áreas de impactos menos evidentes, existe uma escassez no que se diz respeito aos dados específicos para este estudo, portanto se mostra uma área com boa penetração para futuros estudos.

Palavras-chave: V2G; Vehicle to Grid; Impactos técnico econômicos; Impactos sociais; Impactos ambientais; Impactos Políticos; PIR; CVPC.

ABSTRACT

The objective of this work is to characterize the full impacts of the "Vehicle to Grid" V2G technology for both sides, demand, and supply. Using integrated resource planning seeking sustainable energy, together with the computation tool and valuation of complete potentials, the division of four dimensions is performed. These dimensions are composed of Environmental, Social, Technical, Economic and Political, each one with subdivisions that allowed a characterization of the impacts of the most comprehensive technology. It was considered as a study case a city insertion with more industrial parameters, which allows a better environmental appeal. This brought a better view of the technology, which allowed us to understand the needs and challenges that are necessary for the V2G penetration in the future society. It was possible to observe improvements and future challenges to the implementation in the four dimensions characterized. Noteworthy is the fact that it is easy to obtain data in the environmental and technical-economic scope that allowed for savings measurements in the tons of CO2 emitted directly and indirectly in the atmosphere. On the other hand, in the social and political scope, there are areas with less evident impacts, also there is a shortage about the specific data for this study, hence, it shows an area with good penetration for future studies.

Keywords: V2G; Vehicle to Grid; Sustainable Energy; Technical and economic impacts; Social impacts; Environmental impacts; Political impacts; IRP; CVFP.

1. INTRODUÇÃO

Com a busca sustentável por meios mais eficientes e de menor impacto ambiental de produção, armazenamento e transmissão de energia elétrica, pesquisas, projetos piloto e o descobrimento de novas tecnologias para melhorar a sua eficiência estão sendo realizados. Gerações elétricas por meios mais sustentáveis estão crescendo exponencialmente com as políticas ambientais adotadas por vários países e organizações (GRIMONI, 2004).

Com a crescente demanda por gerações mais sustentáveis de energia, gerações como solar ou eólica por exemplo, tem um problema comum que é a

sazonalidade ou a continuidade de produção. Com essa sazonalidade a produção de energia acaba sendo dividida em períodos, assim, temos um grande potencial de geração de energia por um determinado período e uma escassez durante outros. Por conta disso, tecnologias para armazenar energia excedente e disponibilizar nos horários de menor produção são importantes para se potencializar as produções de energia mais sustentáveis. Assim, no futuro a caracterização da energia elétrica, além das já conhecidas, geração, transmissão e distribuição teremos o armazenamento dela.

Diversas formas de armazenamento de energia elétrica (ESS) vêm sendo estudadas ao longo dos últimos anos, atualmente, algumas mais aplicáveis que outras quando se consideram apenas análises técnicas e de custos. A suposta vantagem de se aplicar apenas análises técnico-econômicas para viabilizar um determinado ESS em detrimento a outro é a diminuição da complexidade do processo de escolha em si. Porém, existem diversas desvantagens ao ignorar análises de origem sociais e políticas, que possivelmente só ficarão evidentes em longo prazo.

Este artigo busca aprimorar o método de escolha de ESS para uma região específica inserindo nesta análise, além do fator técnico-econômico, dimensões ambiental, social e política. Este método, considerando essas quatro dimensões, provém da análise de custos completos, inicialmente aplicada ao planejamento integrado de recursos energéticos (PIR), aprimorado para auxílio a tomada de decisão de escolha dos melhores recursos energéticos a serem utilizados primeiramente em determinada região. Devido à natureza da análise de Recursos Energéticos e o Armazenamento de Energia serem um pouco distintas, alguns atributos e sub-atributos contidos nas dimensões precisaram ser adaptados (alguns criados, outros excluídos) trazendo uma maior aderência a esta nova aplicação.

Essa metodologia tenta abranger todos os elementos que são essenciais para caracterizar os meios de armazenamento de energia através do uso dos atributos e sub-atributos das quatro dimensões principais. Estes atributos estão distribuídos dentro das dimensões como ramificações de acordo com o nível de

importância que estes têm na caracterização final (primeiro nível: atributos; segundo nível: sub-atributos; terceiro nível: sub-sub-atributos, etc).

Especificamente para este estudo serão utilizados um método de ESS misto, dado pela nomenclatura de V2G do inglês Vehicle to Grid. Com o aumento dos veículos elétricos VE, uma preocupação de crescimento no consumo de energia se tornou preocupante. Assim estudos em como suavizar estes impactos pode ser muito importante.

A tecnologia V2G (Vehicle to Grid) traduzindo Veículos para a Rede, vem como uma solução para o armazenamento da energia excedente. Com a crescente preocupação com a sustentabilidade, soluções para os impactos ambientais têm sido de bastante importância. A utilização de carros híbridos e elétricos vêm ganhando força no mercado mundial também por conta deste movimento sustentável. Alguns países e regiões têm incentivos e políticas públicas para a inserção de carros elétricos, a frente destes estão a China, Europa e EUA. (LUTSEY, 2018). Um veículo elétrico tem como fonte de energia uma bateria, está que é carregada através da rede elétrica. Com o intuito de utilizar este ativo para o armazenamento e transporte de energia, o V2G tem como finalidade a utilização da bateria não somente para o uso da locomoção no veículo, mas também como um gerador, descarregando a energia acumulada de volta a rede (ANCILLOTTI, 2014) (CENEX, ACESSO 2019).

O V2G tem como objetivo potencializar métodos de geração sazonais com o uso das baterias nos carros. Juntamente com o impacto que o aumento de veículos elétricos irá exercer sobre a rede, métodos de melhorar a gestão da crescente demanda de energia são importantes para a as evoluções do sistema elétrico. Com isso, utilizaremos uma análise dos impactos que a tecnologia pode trazer para o sistema elétrico tanto do lado da demanda quanto da oferta e para isto utilizaremos o Planejamento Integrado de Recursos (PIR).

O PIR diferencia-se do planejamento tradicional na classe e na abrangência dos recursos considerados, na participação real dos proprietários e não proprietários dos recursos, dos organismos envolvidos no plano de recursos, e nos critérios da seleção das alternativas (MORALES, 1997).

O trabalho se baseia em realizar um exercício de cômputo e valorização de potenciais completos, está que é uma etapa básica para o PIR. Neste cômputo e valorização realizamos o levantamento de informações prévias e se realiza o inventário ambiental, listagem e seleção de recursos e identificação de envolvidos e interessados e as converte em valores absolutos e indicadores pertinentes às quatro dimensões de análise do planejamento – ambiental, social, política e técnico-econômica (BAITELO, 2011).

Para o V2G se tem do lado da oferta as gerações de energia sazonais, tais como, solar e eólica, estas de pequeno e médio porte, armazenando a energia excedente para retornar a rede quando a produção destes recursos é baixa. Já do lado da demanda, consideram-se: o transporte de energia elétrica, backup para a falta de eletricidade, o gerenciamento de horário de pico, e a diminuição no consumo durante uma tarifa de energia de maior valor (CHILD, 2018).

Com isso, o trabalho tem como finalidade estudar os impactos causados pela inserção desta tecnologia tanto para o lado da demanda quando para o lado da oferta, computando a valoração dos potenciais e a mapeando ambientalmente. Como referência do estudo foi escolhida a cidade de Santos no estado de São Paulo, Brasil, na qual a suposta substituição de toda frota de carros de passeio a combustão por veículos elétricos com armazenamento em baterias serviu como base de dados especialmente em alguns sub-atributos.

2. TECNOLOGIA V2G COM RECURSO ENERGÉTICO

Com o aumento na frota de veículos elétricos em alguns países, as concessionárias e órgãos responsáveis pela operação do sistema elétrico se deparam com o aumento no consumo de energia elétrica, o que levou a necessidade da expansão da produção de energia elétrica. De acordo com o relatório “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030” da Empresa de Pesquisa Energética EPE, até 2030, a diferença entre os resultados de carga de energia para os cenários superior e inferior atinge 16 GW médios, ou cerca de 29 GW hidráulicos (o equivalente a duas usinas de Itaipu, incluindo as

parcelas brasileira e paraguaia). Isto vem gerando um estresse muito grande para a gestão do sistema interligado nacional, servindo como apoio para incentivos em tecnologias de armazenamento (BRASIL M.M.E.EPE, 2020).

Exemplificando, se considerarmos que o usuário iria abastecer seu veículo elétrico na volta do trabalho, justamente no horário de pico de consumo de energia entre 17:00hrs e 19:00hrs, a demanda de energia neste horário irá aumentar. Como a demanda de energia elétrica no horário de pico já é um problema para o sistema elétrico, um aumento neste pode gerar complicações o que leva a necessidade de reforços no sistema para evitar sobrecarregamento e até mesmo uma alta na tarifa elétrica pela necessidade de inserção de energias com custo de produção mais elevado. Este tipo de consumo pode se tornar muito problemático para a operação do sistema elétrico e assim podendo acarretar falhas no fornecimento de energia elétrica, além de acelerar o processo de expansão da geração. (UDDIN, 2018).

Com a intenção de suavizar picos de consumo, estocar energia gerada por fontes alternativas e manter uma curva de consumo de energia mais equilibrada ao longo do dia, há a necessidade da criação de um tipo de tecnologia para atenuar esse novo consumo de energia elétrica. Nesse contexto surge a tecnologia Vehicle to Grid ou V2G, mostrada na figura 1. Esta tecnologia se baseia em tornar um veículo elétrico em uma possível fonte de energia que se plugaria na rede, de modo a aproveitar a bateria presente nos veículos elétricos para estocar energia e assim descarregar nas redes elétricas quando necessário.

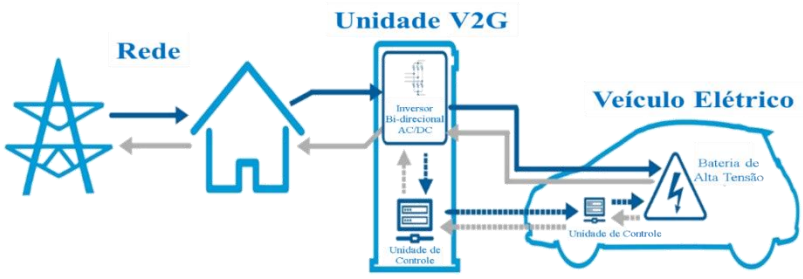


Figura 1 – Tecnologia Vehicle To Grid V2G (CENEX, ACESSO 2019)

Para viabilizar esta ideia foram feitos estudos com tarifas energéticas com diferentes valores diários dependendo dos horários de utilização. Este tipo de tecnologia pode ajudar os usuários na gestão do seu consumo. Como estes tipos de tarifas diferentes relacionadas a cada horário do dia e o uso de fonte de geração de energia própria, como a gerada por painéis fotovoltaicos instalados nas residências dos consumidores, será possível utilizar a tecnologia V2G para entregar energia para a rede de distribuição no horário de pico e consumir a energia no horário de menor consumo de energia, onde por sua vez será o horário com a energia mais barata.

Grande parte dos estudos estão focados no desempenho desta tecnologia e na diminuição dos gases de efeito estufa, bem como melhorias e impactos nas redes elétricas. Alguns estudos medem os impactos dos carregamentos inteligentes, como é o caso do V2G. Notam-se as melhorias para os sistemas com o uso desta tecnologia (Figura 2). De acordo com esses estudos, vale ressaltar que ainda há necessidade de um maior aprimoramento no que se diz respeito às pesquisas referentes aos impactos desta tecnologia nas estruturas sociais e ambientais existentes.

O Nissan Leaf foi o veículo escolhido como referência neste artigo pois, dentre os veículos elétricos do mercado, este modelo existe na maioria dos países que adota esta tecnologia. Como características, este veículo tem uma bateria de 40kWh, com estimados 389km de autonomia em ciclo urbano NEDC (New European Driving Cycle), e até 8h de carregamento como mostrado na Figura 3.

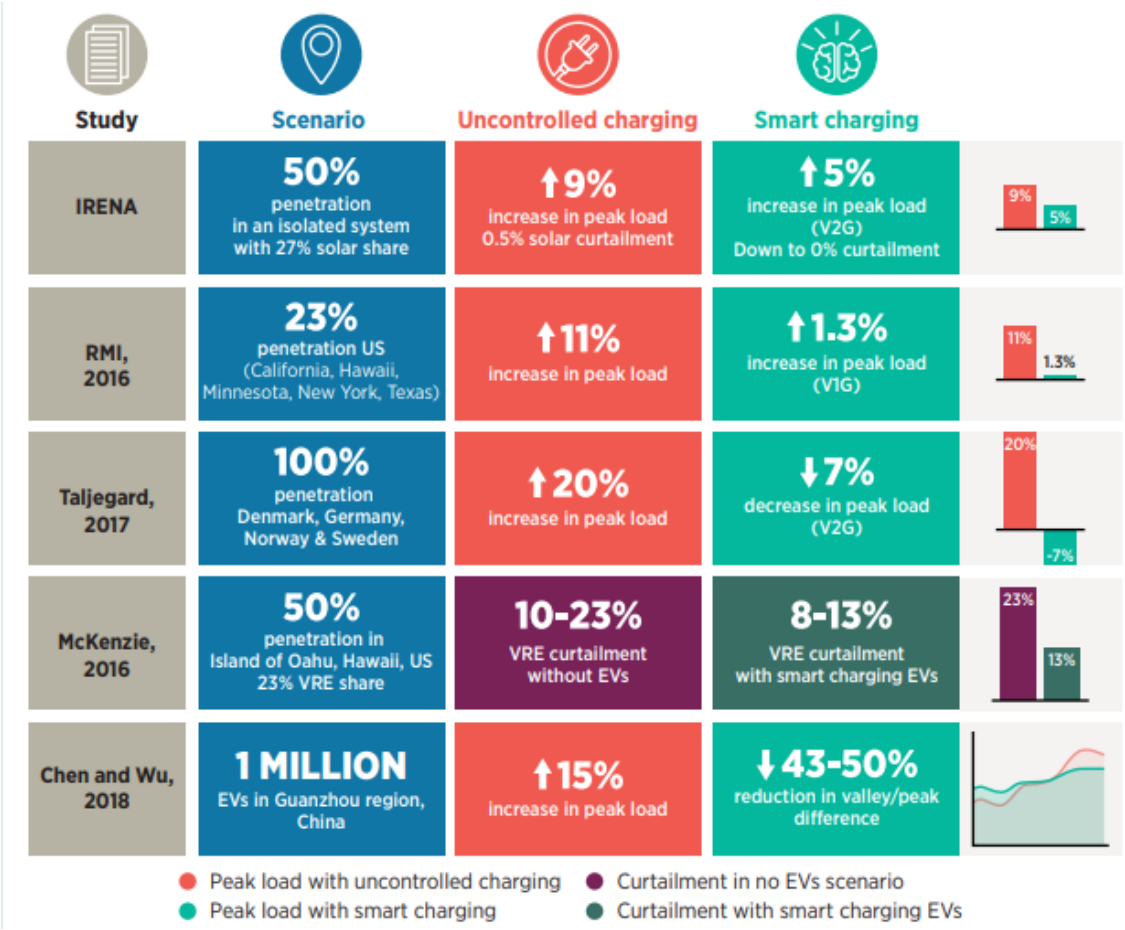


Figura 2 – Estudos dos impactos de tecnologias de carregamento inteligente (IRENA, 2019)

Figura 3 – Tempos de recarda do Nissan Leaf (NISSAN ACESSO, 2020)

3. CARACTERIZAÇÃO COMPLETA V2G

O objetivo deste artigo é utilizar o CVPC (computo e valoração dos potenciais completos) como ferramenta para valoração dos atributos do V2G, especificamente para a cidade de Santos, SP - Brasil.

Outros objetivos são: (i) adequação dos atributos e sub-atributos, provindos da geração de energia, para o uso com ESS; (ii) caracterização dos impactos relacionados a níveis ambientais, econômicos, sociais e políticos a esta tecnologia, e (iii) viabilidade da tecnologia para usuários, distribuidoras de energia e abrindo um leque de discussões de possíveis alternativas ao atual sistema de mobilidade.

Inicialmente, para que seja possível classificar diferentes itens se faz necessário conhecê-los. Portanto, todos os elementos em análise devem ser caracterizados. O método em questão busca caracterizar as diferentes formas de armazenar energia através de quatro dimensões principais. Cada uma dessas dimensões possui atributos e sub-atributos em diferentes níveis, de acordo com seu grau de importância. Isso significa que cada Dimensão pode ser representada por um diagrama de prioridades que se assemelha a uma árvore e suas ramificações.

3.1 Dimensão Técnico-econômica

Esta dimensão é composta por atributos que caracterizam os tipos de armazenamento de energia elétrica considerando fatores de ordens técnicas e financeiras.

Esta é formada por três atributos principais: Confiabilidade, Facilidade Técnica e Custos, sendo os quais divididos em sub-atributos.

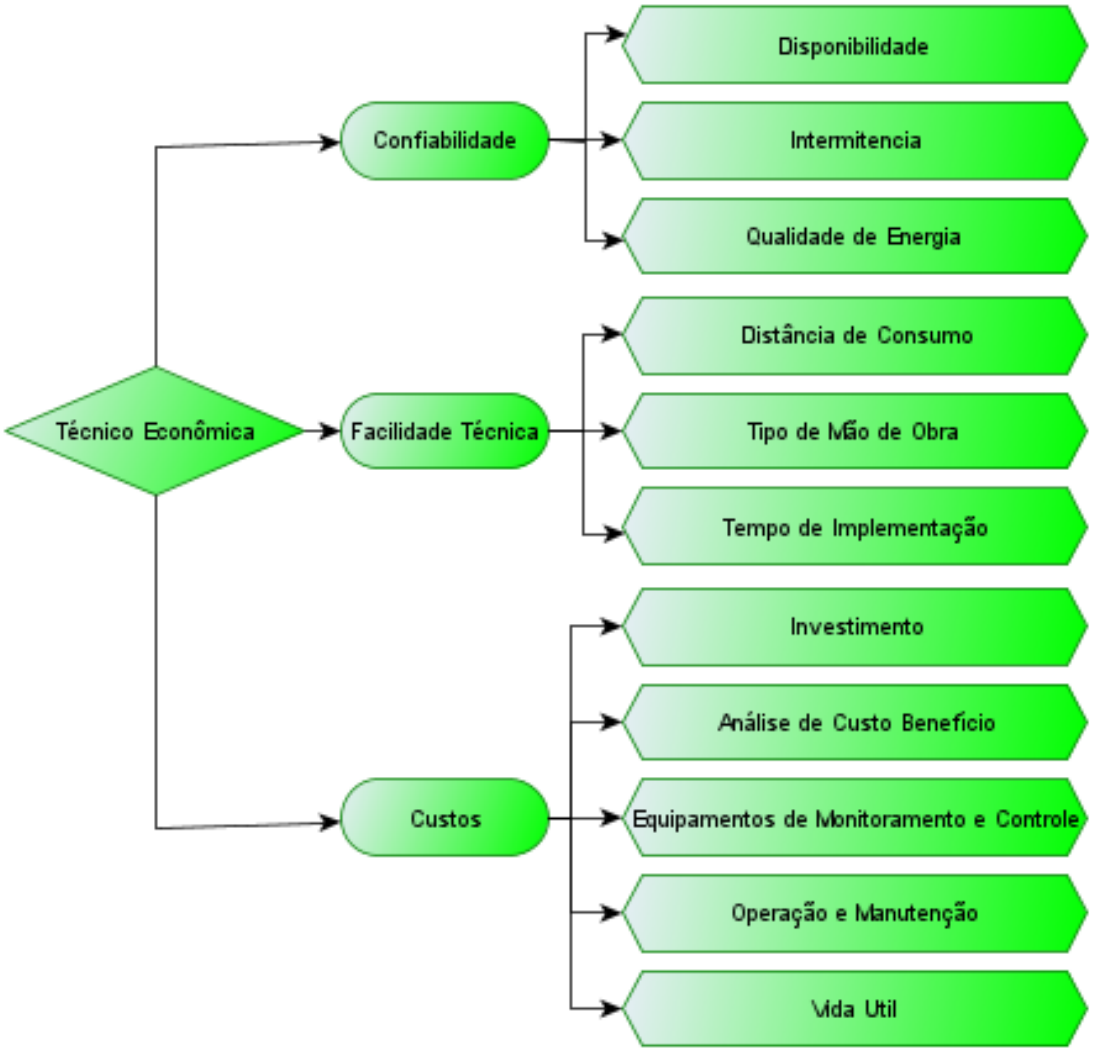


Figura 4 – Árvore de dimensões Técnico Econômica (Fonte Própria)

3.1.1 - Confiabilidade

O atributo “Confiabilidade” é definido pela capacidade do sistema de realizar e manter seu funcionamento em circunstâncias de rotina ou em circunstâncias hostis e inesperadas. Este atributo está dividido em três sub-atributos, são eles:

- Disponibilidade: é a percentagem de tempo em que um equipamento e’stá disponível para exercer a sua função, excluindo o tempo em que esteve parado para manutenção ou por outro motivo qualquer.

• Intermitência: este atributo é relacionado ao tempo de disponibilidade da tecnogia para a rede.

• Qualidade da Energia: é medido pela capacidade do equipamento de fornecer energia para a rede elétrica da maneira mais limpa possível, isso implica na possibilidade que o sistema tem de gerar harmônicas indesejáveis ou não e em qual proporção.

3.1.2 - Facilidade Técnica

O atributo “Facilidade Técnica” é definido pela complexidade de construção, operação e manutenção dos ESS, bem como sua localização. Este atributo é composto por três sub-atributos descritos a seguir.

• Distância do consumo: é definida pela localização dos Sistemas de Armazenamento de Energia em relação ao seu centro de consumo (pode ser determinada pela distância da rede elétrica a qual este está atendendo). É medido em quilômetros.

• Tipo de mão-de-obra: este atributo descreve qual a especialização necessária da mão de obra que irá implantar, operar e dar manutenção ao sistema de armazenamento de energia.

• Tempo de implantação: é definida pela quantidade de meses necessários para implantação do sistema de armazenamento em questão.

3.1.3 – Custos

O atributo “Custos” abrange todos os custos monetizáveis. É definido por ferramentas econômicas e financeiras de maior importância para o caso. Este atributo está dividido em cinco sub-atributos descritos abaixo.

• Investimentos / Custos de carregamento: é medido pela quantidade de dinheiro necessário para a implantação de cada ESS e pelo dinheiro necessário de carga de cada tipo de ESS.

• Análise de Custo-Benefício: é um valor adimensional dado pelo custo total do sistema dividido pelo benefício trazido pelo sistema considerando toda sua vida útil em operação.

• Equipamentos de monitoramento e controle: alguns tipos de ESS necessitam de equipamentos adicionais para seu funcionamento apropriado, portanto este subatributo é definido pelo custo destes equipamentos extras.

• Operação e Manutenção: custos para operar e manter o ESS funcionando em um ano. Este atributo é medido pela soma de um custo fixo e um custo variável.

• Vida útil: é definida pela quantidade de anos em que o ESS pode operar dentro da finalidade para qual foi destinado.

3.2 Dimensão Ambiental

Nesta dimensão encontram-se atributos e subatributos que buscam caracterizar os ESS considerando os impactos ambientais causados nos três principais meios: aquático, aéreo e terrestre.

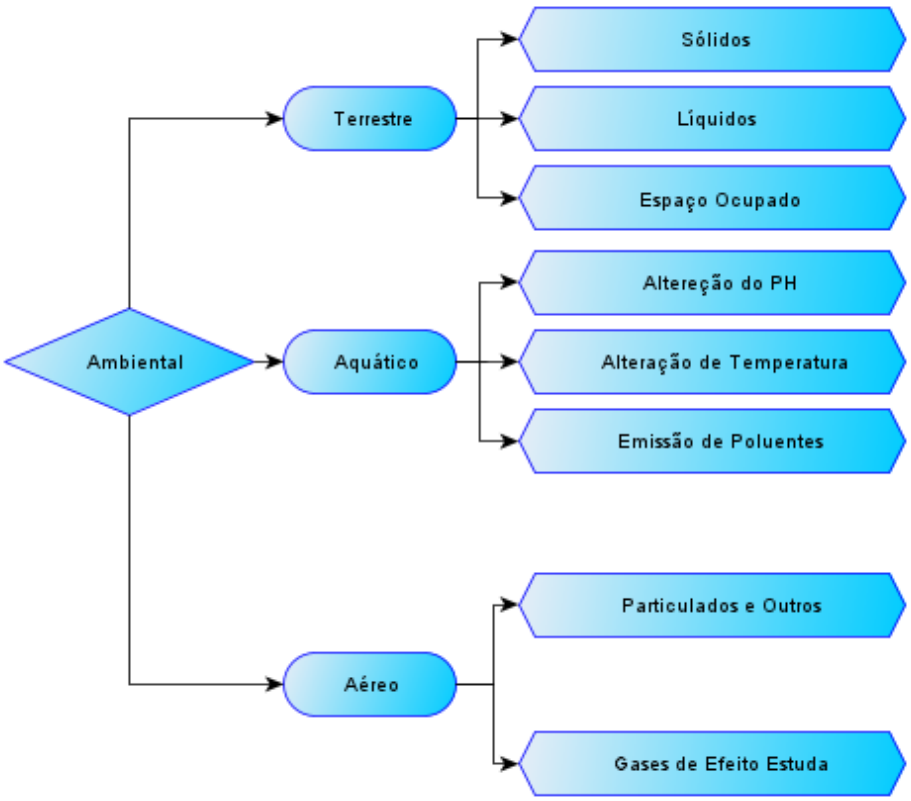


Figura 5 – Árvore de dimensões Ambientais (Fonte Própria)

3.2.1 - Terrestre

O atributo relativo ao ambiente terrestre está dividido em três sub-atributos. São esses:

• Sólidos: referente a quantidade de dejetos sólidos (dados em kg) produzidos durante a atividade de armazenamento de energia.

• Liquidos: referente a quantidade de dejetos líquidos (em litros) produzidos durante a atividade de armazenamento de energia.

• Espaço ocupado: área utilizada pelo determinado tipo de armazenamento de energia sendo analisado (dada em m^2).

3.2.2 - Aquático

O atributo ambiente aquático está dividido em três sub-atributos:

• O atributo relativo ao ambiente terrestre está dividido em três sub-atributos. São esses:

• Sólidos: referente a quantidade de dejetos sólidos (dados em kg) produzidos durante a atividade de armazenamento de energia.

• Liquidos: referente a quantidade de dejetos líquidos (em litros) produzidos durante a atividade de armazenamento de energia.

• Espaço ocupado: área utilizada pelo determinado tipo de armazenamento de energia sendo analisado (dada em m^2).

3.2.3 – Aéreo

O atributo ambiente aéreo está dividido em duas categorias (sub-atributos):

• O atributo relativo ao ambiente terrestre está dividido em três sub-atributos. São esses:

• Sólidos: referente a quantidade de dejetos sólidos (dados em kg) produzidos durante a atividade de armazenamento de energia.

• Liquidos: referente a quantidade de dejetos líquidos (em litros) produzidos durante a atividade de armazenamento de energia.

• Espaço ocupado: área utilizada pelo determinado tipo de armazenamento de energia sendo analisado (dada em m²).

3.3 Dimensão Social

A dimensão social busca expor todos os fatores que alteram de alguma forma a maneira de viver das pessoas que serão afetadas pelo ESS. Esta dimensão é dividida em quatro atributos, cada qual com seus devidos sub-atributos, como evidenciado a seguir:

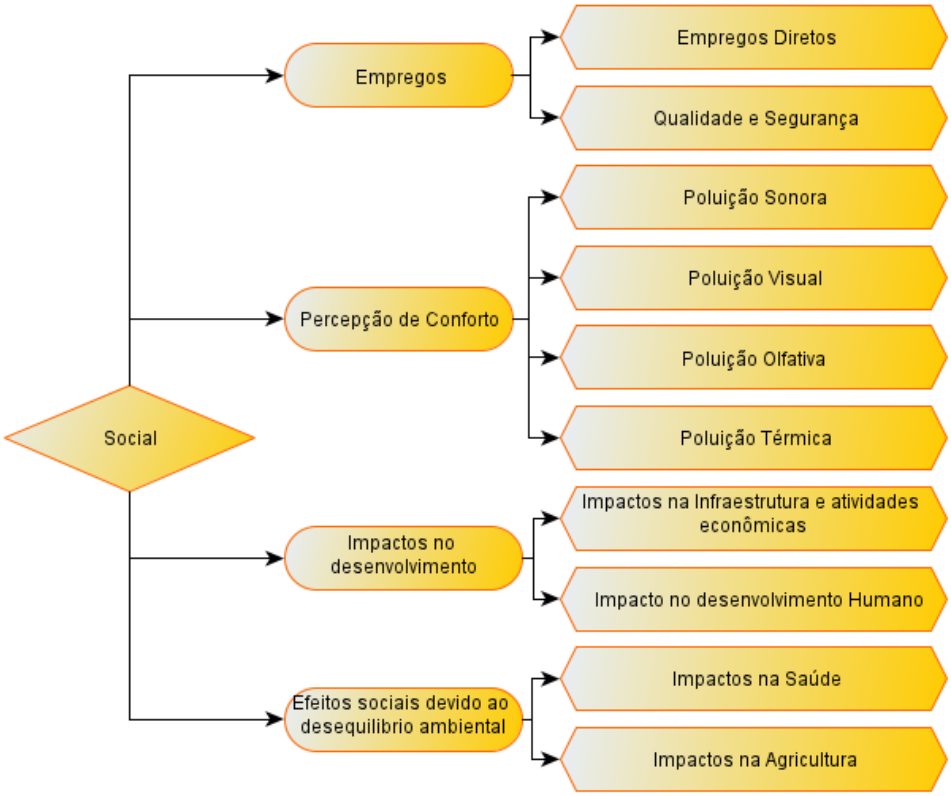


Figura 6 – Árvore de dimensões Sociais (Fonte Própria)

3.3.1 - Empregos

O atributo Empregos está dividido em dois sub-atributos que são:

• Empregos diretos: quantidade de empregos diretos gerados durante a construção, operação e manutenção do V2G.

• Qualidade e segurança: este sub-atributo caracteriza o V2G de acordo com o tipo de mão-de-obra necessária para operá-lo, ou seja, qual o nível de especialização demandada e quão seguro é este emprego no que se diz respeito a sua existência.

3.3.2 – Percepção de Conforto

O atributo Percepção de Conforto é definido por quatro sub-atributos todos relacionados as “sensações” das pessoas em relação ao V2G. São esses:

• Poluição sonora: este atributo pode ser definido pela quantidade de dB emitidos pelo V2G a uma distância de conforto (isto varia de acordo com a localização do sistema).

• Poluição visual: este sub-atributo é bastante subjetivo, pois dependerá da percepção de cada pessoa, poderá ser determinado através de entrevistas locais perguntando o que as pessoas pensam a respeito da implantação de um sistema que modifique visualmente o ambiente que elas vivem.

• Poluição olfativa.

• Poluição térmica: este sub-atributo é definido pela emissão de calor provindo do sistema de armazenamento de energia e se este calor é suficiente para alterar o ambiente ao seu redor.

3.3.3 – Impactos e Desenvolvimentos

O atributo Impactos no Desenvolvimento se refere aos fatores que podem impactar tanto positivamente como negativamente nas atividades de desenvolvimento social da região. Este atributo possui dois sub-atributos:

• Impactos na infraestrutura e nas atividades econômicas: este item mensura quais os impactos causados na criação de novas infraestruturas e no desenvolvimento de novas atividades econômicas (criação de novos comércios) devido a implantação do V2G.

• Impactos no Desenvolvimento Humano: este valor é conhecido como IDH regional, item que poderá ser avaliado considerando as melhorias ou efeitos negativos relacionados ao V2G.

3.3.4 – Efeitos sociais devido ao desequilíbrio ambiental

Efeitos sociais devido ao desequilíbrio ambiental, são estes divididos nos seguintes sub-atributos:

- Impactos na saúde – se for considerada a retirada de automóveis a combustão da cidade em estudo terá uma melhoria na saúde pela diminuição do GEE.
- Impactos na agricultura.

3.4 Dimensão Política

Esta dimensão leva em consideração vários fatores de orientação e avaliação como necessidades futuras, o desenvolvimento e introdução de um determinado ESS. Também é na dimensão política que se busca englobar diferentes expectativas em relação à implementação de cada recurso por parte dos En-In em toda a cadeia e fazer com que se convirjam a um resultado satisfatório a todas as partes envolvidas. A Dimensão Política é composta por três atributos principais cada qual com subatributos que os definem.

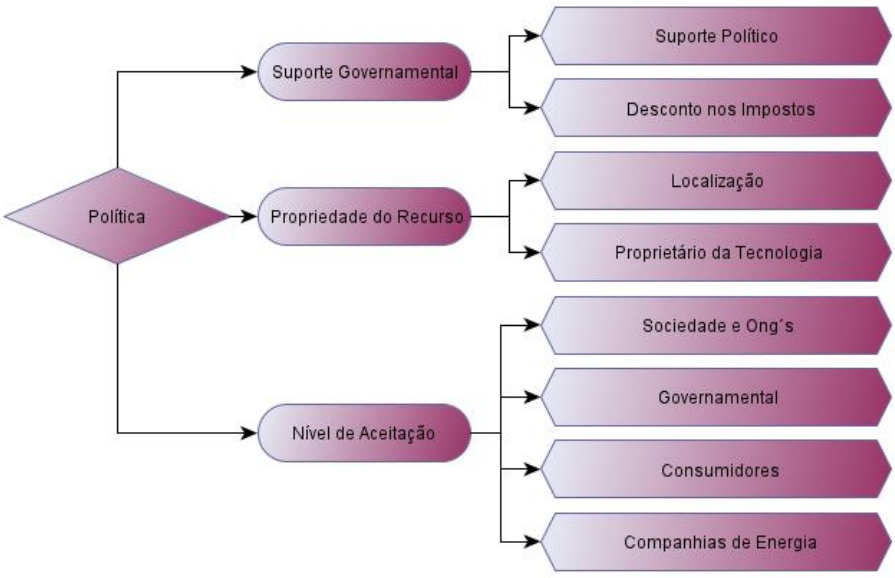


Figura 7 – Árvore de dimensões Políticas (Fonte Própria)

3.4.1 – Apoio Governamental

O atributo Apoio Governamental é formado por dois subatributos, são eles:

- Apoio político: define se existem medidas de incentivos por parte do governo local para determinados ESS e em qual quantidade (podem ser medidos através da quantidade de leis de incentivo ou proibição).
- Desconto em impostos: analisa se existem descontos em impostos para incentivar o uso de algum ou alguns ESS na região de estudo.

3.4.2 – Propriedade do Recurso

- Localização: diferente do subatributo “distância do consumo”, este item abrange mais questões de ordem política. É muito importante saber onde a tecnologia V2G será implantada, se requer acordos internacionais para receber a energia armazenada, ou mesmo negociações provinciais considerando que o local de implantação não seja o mesmo do local que demande a energia.
- Proprietário da tecnologia: este item mensura em percentual quem é o dono da tecnologia utilizada nos ESS e em quais proporções.

3.4.3 – Nível de aceitação

Nivel de aceitação é dividido nos seguintes sub-atributos:

- Sociedade e Ong´s.
- Governamental.
- Consumidores.
- Companhias de energia.

4. DIMENSIONAMENTO COMPLEDO DO RECURSO ENERGÉTICO V2G

Com o dimensionamento caracterizado, foi então feito o levantamento de trabalhos, pesquisas, livros e projetos piloto para dimensionar o CVPC para o V2G. Com estes dados foi possível caracterizar cada dimensão e seus atributos e sub-atributos. Abaixo segue os dimensionamentos relacionados a implementação e uso da tecnologia V2G.

4.1 Dimensão Técnico-econômica

4.1.1 – Confiabilidade

• Disponibilidade: O uso da tecnologia será mais abrangente dentro de uma residência. Apesar de termos algumas aplicações para o uso desta tecnologia, sendo as principais: regulação de frequência, corte no pico de consumo e mitigação das flutuações de tensão causados pela alta penetração de energias renováveis.

Como uma das principais será utilizada para o corte no pico de consumo, normalmente no brasil durante as 18:00 até as 21:00, totalizando 3 horas por dia mais ou menos. Nesta utilização temos que: atribuindo 365 dias por ano, totalizando 8760 horas, com a utilização de 3 horas por dia, todos os dias do ano, teríamos uma penetração de 12,5% de disponibilidade no ano.

• Intermitência: Tecnicamente a Bateria está 100% do tempo disponível enquanto está carregada. Por definição, o V2G é uma tecnologia utilizada para descarregar a energia da Bateria na Rede elétrica. Para melhor utilização e viabilização disto, é usada de forma inteligente, descarregando no horário de energia mais cara e carregando no horário de energia mais barata.

• Qualidade da Energia: Diversos fatores do V2G que influenciam positivamente na qualidade de energia da rede. Por exemplo regulação de energia ativa e estabilização, regulação de tensão, regulação de frequência (down-up), reservas de giro (reservas que estão online mas fora do carga e funcionam como um suporte para o sistema em eventuais falhas no fornecimento – spinning reserve), suporte de energia reativa, corte no pico de consumo, preenchimento dos vales de consumo, load following (backup de energia que ajusta a entrega de energia para a rede de acordo com o necessário), equilíbrio energético e filtragem harmônica de corrente (YILMAZ, 2012).

4.1.2 – Falicidade Técnica

• Distância do consumo: O consumidor que está conectado à rede distribuidora quem está fornecendo a eletricidade para a rede elétrica, portanto

essa energia não precisa ser transportada de uma geradora até chegar ao consumidor final.

- Tipo de mão-de-obra: Pode ser separado em três tipos: mão-de-obra não especializada, conhecimento técnico com certificado ou necessidade de formação superior com especialização na área em questão. É requerido uma mão de obra especializada para instalação de um ponto de conexão com a rede elétrica. Após isso para o uso, é feito pelo próprio usuário com um sistema de plug and play.
- Tempo de implantação: O tempo existe, mas é mínimo, não considerado como impacto negativo. Por conta dessa tecnologia é um equipamento pronto "de prateleira".

4.1.3 - Custos

- Investimentos / Custos de carregamento: O custo de instalação do V2G é aproximadamente 4% do valor do veículo (MALMGREN, 2016). Para uma bateria de 40kWh, temos um custo de 30 dólares por kW considerando o preço do nissan leaf a 30 000 dolares. Se pensarmos no preço de 0,66 reais por KWh, temos um custo alto por KW para o consumidor.
- Análise de Custo-Benefício: É possível ter um retorno financeiro de aproximadamente 7% por veículo por ano (DE LOS RIOS, 2012).

TABLE IV
RAMP DOWN BEST COMBINATION RESULTS

Parameter		Ramp Down – V2G		ICE
		EV	PHEV	
Battery size (kWh)		99	10	n/a
Charger size (kW)		19.2	19.2	n/a
SOC (%)		30	30	n/a
Regulation period		20:00 - 8:00	20:00 - 8:00	n/a
10 year total	Cost	$32,529,037	$32,723,614	$33,198,377
	V2G Revenue	$ 2,268,780	$ 1,758,834	$ -
	Net Cost	$30,260,257	$30,964,780	$33,198,377
per mile	Cost	$ 0.735	$ 0.739	$ 0.750
	V2G Revenue	$ 0.051	$ 0.040	$ -
	Net Cost	$ 0.683	$ 0.699	$ 0.750
V2G Revenue per vehicle/year		$ 907.51	$ 703.53	$ -
Reduction in costs from V2G		7.0%	5.4%	0.0%
Savings vs. ICE		8.9%	6.7%	n/a

Figura 8 – Comparação de custos (DE LOS RIOS, 2012)

Considerando um hipotético Nissan Leaf, este veículo com seu sistema de baterias pode ser benéfico em relação a ganhos com regulação de frequência. Para estes pode-se economizar US $ 2.140 (embora uma parte dessa receita provavelmente vá para um agregador). Adicionar um carregador com capacidade V2G no local onde o carro fica estacionado durante o tempo de trabalho do usuário/proprietário aumenta a receita anual em cerca de US$ 600,00 (NOEL, 2019).

Considerando estes valores para os EUA, levaria apenas 10,5 anos para um proprietário recuperar esse valor graças as receitas geradas pelo V2G (desconsiderando outros benefícios da propriedade de um VE, como p.e. redução nos custos de combustível). Ao mesmo tempo, é importante notar que os preços de regulação da frequência são altamente variáveis ao longo do tempo e das redes de eletricidade.

- Equipamentos de monitoramento e controle: Como a tecnologia (unidade de recarga V2G) já possui todos os equipamentos de monitoramento e controle embutidos, o custo nesse caso será zero.
- Operação e Manutenção: este é em torno de 5% do custo de implementação (STEWARD, 2017).
- Vida útil: não existe estudos conclusivos em relação ao impacto do V2G na vida útil da bateria. Uma questão que permanece é se a participação no V2G também prejudicará a vida útil da bateria

Em (PETERSON, 2010) se argumenta que o uso de baterias de veículos para energia V2G incorre em aproximadamente metade da perda de capacidade em comparação com o ciclo rápido que é encontrado durante a condução. O percentual de perda de capacidade (por Wh normalizado ou Ah processado) é bastante baixo: 0,006% para suporte de condução e 0,0027% para suporte V2G. A análise mostra que vários milhares de dias de condução / V2G incorrem substancialmente em menos de 10% de perda de capacidade, independentemente da quantidade de suporte V2G utilizado. A extensão dos impactos pode ser menor, poderá ser zero, ou ainda melhorar a saúde da bateria (STEWARD, 2017) (WANG, 2016). Desconsiderando a degradação da bateria devido ao V2G e apenas levando-se em conta a vida útil desta bateria devido ao uso do carro, o valor fica em torno de 8 anos (ou de acordo com o ciclo de recargas indicado pelo fabricante.

4.2. Dimensão Ambiental

Como o V2G se trata de uma tecnologia que ocupará um espaço já existente (dentro do estabelecimento instalado) e ser apenas uma tecnologia que terá uma participação no fluxo da energia (carregando e descarregando a energia elétrica da rede para o veículo), não haverá alguns destes impactos de dimensão ambiental. Pensando no impacto da disponibilidade de energia que será adicionada a rede, pode-se ter alguns impactos a montante (geradoras), assim será levado em conta estudos que indicam alguns dados relacionados a este tema.

4.2.1 - Terrestre

- Sólidos: Durante a operação do V2G não haverá produção de poluentes sólidos.
- Liquidos: Durante a operação do V2G não haverá produção de poluentes líquidos.
- Espaço ocupado: Durante a operação do V2G o espaço ocupado é mínimo, sendo assim não é contabilizado.

4.2.2 - Aquático

- Alteração no pH. Durante a operação do V2G não haverá produção de poluentes para alteração do PH.
- Alteração na temperatura da água. Durante a operação do V2G não haverá produção de poluentes para alteração da temperatura da água.
- Emissão de poluentes. Para este fator não consideramos nenhum impacto pela tecnologia.

4.2.3 - Ambiente

- Particulados e outros: Durante a operação do V2G não haverá produção de poluentes particulados.
- Gases de efeito estufa: Redução de 0,08 MtCO2/ano de acordo com a matriz energética brasileira. Levando em conta a imersão em Santos tem proporção de 0,15% da emissão de Santos. Mas a maior parte seria na redução na frota de carros a combustão pelos carros elétricos. Isto não é levado em conta por não estar sendo considerado os carros elétricos em si e sim a tecnologia de carregamento inteligente V2G.

4.3. Dimensão Social

4.3.1 - Empregos

- Empregos diretos: Por se tratar de uma tecnologia não consolidada ainda não existem números correspondentes a geração de empregos na manufatura

dos módulos de V2G. Considerando a parte de operação do sistema instalado, pode ser considerado que os próprios clientes (consumidores) ou a própria concessionária de energia ficarão encarregados por esta configuração/operação dos módulos. Em relação a manutenção é estimada uma alta demanda por mão-de-obra especializada.

- Qualidade e segurança: Os módulos V2G são produzidos de tal modo que tenham uma interface amigável, sendo assim o próprio cliente poderá manusear este dispositivo.

4.3.2 - Percepção de Conforto

- Poluição sonora: Não é causado nenhum tipo de poluição sonora.
- Poluição visual: Não é causado nenhum tipo de poluição visual.
- Poluição olfativa: Não é causado nenhum tipo de poluição olfativa.
- Poluição térmica: Não é causado nenhum tipo de poluição térmica.

4.3.3 - Impactos no Desenvolvimento

- Impactos na infraestrutura e nas atividades econômicas: Necessidade de instalação de medidores de energia com tecnologia para geração distribuída. Serão criados negócios relativos à venda da tecnologia. Abre margem para várias possibilidades relacionada a venda de energia.
- Impactos no Desenvolvimento Humano: Indiretamente pode impactar no conhecimento em relação a energia elétrica, economia e meio ambiente. Isto se dá por conta de o usuário estar mais atento ao quanto gastará e o quanto poderá vender de energia para a rede. Não é encontrado trabalhos relevantes sobre este tema em relação a tecnologia V2G.

4.3.4 - Efeitos sociais devido ao desequilíbrio ambiental

- Impactos na saúde: Se for considerada a retirada de automóveis a combustão da cidade em estudo terá uma melhoria na saúde pela diminuição do

GEE. Mas o impacto que somente a tecnologia V2G pode trazer, se torna pequeno em relação a mudança dos veículos a combustão para elétricos.

- Impactos na agricultura: Esse tipo de tecnologia não afeta diretamente na agricultura por ocupar espaço nos centros urbanos.

4.4. Dimensão Política

4.4.1 - Apoio Governamental

- Apoio político: Atualmente no Brasil existem alguns incentivos em relação a implementação de VE´s, estes sempre com um apelo voltado para o quesito ambiental. Alguns incentivos no atualmente no Brasil são isenção de imposto na importação, descontos em impostos como IPVA e IPI e isenção em rodizio (São Paulo). Como a tecnologia estudada, V2G ainda se encontra em fases de estudo e implementação de planos piloto, o apoio para implementação ainda não se encontra ativo. Pode-se dizer que como o V2G tem uma capacidade integradora maior entre as fontes renováveis e o uso de geração distribuída, pode sim se tornar algo de apelo político. Mas não se existe dados ainda que comprovam tais possibilidades.
- Desconto em impostos: Atualmente não se existe uma dimensão das possibilidades que pode se trazer com o uso do V2G e como incentivos podem ser gerados. Como a tecnologia permite uma “venda” da energia excedente para a rede, e possibilita a melhoria na qualidade de energia, pode sim no futuro ser alvo de incentivos tais como desconto em impostos.

4.4.2 - Propriedade do Recurso

- Localização: Não impactado por a negociação é feita entre o distribuidor e o consumidor.
- Proprietário da tecnologia: Podem ser totalmente importados, um mix de equipamentos nacionais e importados (em qual proporção), equipamentos totalmente nacionais e equipamentos totalmente produzidos na região de demanda. Atualmente 100% importada, mas pode gerar uma demanda por uma tecnologia nacional. Em relação a tecnologia, temos o equipamento que será

produzido para a instalação residencial. Este atualmente é importado, mas, pode sim gerar uma demanda nacional com o crescimento da implementação. Já o serviço de instalação, este sim será nacional, uma mão de obra mais especializada, mas nacional.

4.4.3 - Nivel de Aceitação

- Sociedade e Ong´s: Melhoria para a sociedade por conta de diminuição dos GEE´s e melhoria na qualidade de energia. Mas custo de implementação maior. Não acessível para todos os níveis.
- Governamental: Estes atores não tem uma relação direta com a tecnologia, mas são importantes para a sua entrada e crescimento no mercado. Criando infraestrutura de regulamentação e investimentos para a entrada e viabilização de tal tecnologia. Estes fundadores de políticas podem ajudar a incitar os operadores de transmissão e distribuição a criarem suas próprias políticas e regulações de armazenamento de energia. Além disso criar espaço para regulamentação dos ESS, criando assim apoio para a criação de regulamentação fiscal sobre os participantes da rede de produção e consumo de eletricidade.

As configurações gerais de impostos terão impacto na implementação dos sistemas de V2G. As políticas governamentais também podem influenciar indiretamente o aumento das fontes renováveis, bem como a descarbonização e os impostos sobre carbono. Estas por sua vez como foi visto acima tem grande apelo para a tecnologia de armazenamento, melhorando a produtividade das fontes renováveis e aumentando seu rendimento (NOEL, 2019).

- Consumidores: Pela melhoria para a sociedade por conta de diminuição dos GEE´s e melhoria na qualidade de energia, diminuição na conta de energia elétrica da demanda e próprio armazenamento de energia em momentos de falta de fornecimento.
- Companhias de energia: Pela qualidade de energia melhorada, melhoria nos índices DEC/FEC se torna algo em prol das companhias de energia, tais como concessionárias. Na questão de geradoras de energia, principalmente

para geradoras de energia renovável que tem uma ligação direta com o uso da tecnologia V2G para melhorar a sua produtividade.

Mas esta tecnologia traz uma complexibilidade maior ao sistema, necessitando de grandes instalações relativas ao gerenciamento e monitoração da rede. Preocupações com cyber segurança também serão intensificadas, gerando assim uma demanda maior de investimentos (NOEL, 2019).

A seguir, pode-se ter uma síntese dos resultados obtidos das diferentes dimensões. Neste resumo é separado as dimensões e os aspectos mais importantes tanto para o lado da demanda quanto da oferta que foram contemplados pela pesquisa.

Tabela 1 – Síntese dos resultados

Dimensão	Lado da Oferta	Lado da Demanda
Técnico Econômica	- Regulação de frequência - Peak shaving - Armazenamento de energias sazonais	- Simples Operação - Conforto - Qualidade de energia - Backup de energia
Ambiental	- Possível aumento no descarte de baterias	- Melhorias na qualidade do ar
Social	- Conectividade com a atual rede elétrica - Cyber segurança	- Custo elevado - Entendimento da tecnologia
Politica	- Regulamentação	- Investimentos - Criação de empregos - Desenvolvimento do IDH

5. CONCLUSÃO

Métodos de armazenamento de energia estão mostrando uma grande viabilidade em relação as gerações sazonais. Sendo assim, a tecnologia V2G, que possui como o armazenamento de eletricidade em baterias, tem muito a oferecer para a sociedade, como melhoria na qualidade elétrica, diminuição nos impactos ambientais e suporte a eventuais paradas no fornecimento de energia

elétrica. Esta tecnologia contribui positivamente a inserção dos VE, substituindo o aumento no consumo de energia, que por sua vez, aumenta o gasto com eletricidade e assim trazendo a sensação de economia.

Ainda existem muitas questões não respondidas relacionadas a todas as variáveis que envolvem a implementação e viabilização desta tecnologia. Como observado, temos ainda barreiras para o futuro dos VE e as tecnologias de armazenamento. Para o V2G, barreiras técnicas, econômicas, sociais e regulatórias podem ser apontadas como pontos de melhoria para o futuro. Dentre estas, podemos caracterizar como técnicas a degradação das baterias e eficiência do carregamento. Já na parte econômica, ainda não está claro qual a relação entre os custos e os benefícios e como estes podem ser transformados em um modelo de negócios. Na parte social ainda não existem pesquisas neste âmbito da tecnologia V2G, sendo assim inicialmente necessário prover conhecimento para então haver uma difusão da tecnologia entre os possíveis usuários. Isto será a peça principal para a uma futura viabilização. Por fim, o âmbito regulatório é uma grande barreira para a tecnologia. Vários aspectos impactam diretamente na viabilidade econômica e no modelo de negócio, tais como: valor dos impostos e uma falta de regulação no que se diz a respeito do uso de tecnologias de armazenamento de energia elétrica.

Neste trabalho foi possível dividir e caracterizar o V2G em vertentes tanto pelo lado da demanda quanto pelo lado da oferta, sempre tendo como base as quatro dimensões principais: técnico econômica, ambiental, social e política. Com esta divisão, foi possível detalhar a tecnologia em diferentes subcategorias permitindo assim uma visão mais abrangente dos impactos negativos, benefícios e barreiras.

Considerando o âmbito técnico econômico, se permitiu analisar uma variedade de fatores que corroboram para melhorias tanto para o lado da demanda quanto da oferta. Pontos como regulação de frequência, "*peak shaving*" e armazenamento de energias sazonais são bem abrangidos pelo V2G pelo lado da oferta. Do lado da demanda se fazem necessários a conscientização e o melhor conhecimento por parte dos usuários. Em

contrapartida, esta é uma tecnologia de simples operação e pode oferecer ao usuário uma sensação de conforto em relação a disponibilidade de energia elétrica – energia de melhor qualidade e suprimento elétrico em uma possível queda da rede.

Em termos ambientais, praticamente não existem impactos relativos à ocupação física, pois o V2G é um dispositivo de pequeno porte instalado dentro da área residencial ou comercial. Em relação as emissões aéreas, a tecnologia não impacta diretamente no meio ambiente, mas indiretamente pode-se ter uma diminuição das emissões de GEE. O impacto terrestre maior seria relativo aos possíveis descartes de bateria. Como a tecnologia aumenta a relação de carga e descarga da bateria no tempo, pode ser gerado uma degradação maior destas baterias e estas podem impactar com seu descarte no meio ambiente. Vale retomar que os impactos que esta tecnologia pode causar à vida útil da bateria ainda não estão claros (discutidos no item 5). (WANG, 2016) (LUNZ, 2012).

Relativo à dimensão social conclui-se que há necessidade de mais estudos para melhor entendimento de como a tecnologia pode impactar na sociedade e assim, suas vantagens e desvantagens (CHILD, 2018) (SOVACOOL, 2018). Pode-se observar que barreiras sociais para a penetração do V2G se tornam um importante aspecto, problemas como custo elevado, conexão com a rede elétrica e problemas com cyber-segurança são pontos que requerem maior atenção em futuras pesquisas.

Por fim, a respeito da dimensão política, pode se considerar que ainda existe pouco material que abrange a regulamentação de tal tecnologia. A implementação de uma regulação em um mercado que contempla a distribuição, transmissão e geração de eletricidade é uma atividade de alta complexidade para ser efetuada em curto espaço de tempo. A criação de normas de responsabilidade para com a utilização e interligação desta tecnologia com a rede elétrica se torna imprescindível para a penetração do V2G no mercado de energia elétrica. Os regulamentos e normas que deveram ser criadas para caracterizar o uso do armazenamento de energia, deve ser considerada como parte da regulação e normatização para o uso e introdução da tecnologia V2G

na sociedade. Por outro lado, por mais que a adoção destas novas tecnologias sejam inicialmente desafiadoras, trazem uma evolução para a sociedade e para o país. Investimentos, criação de empregos, mão de obra especializada, melhorias ambientais etc., são pontos que culminam para um desenvolvimento do IDH, se tornando uma variável importante no crescimento de ações sociais e governamentais.

Olhando para a cidade de Santos como uma cidade piloto, pode-se considerar que a inserção deste tipo de tecnologia tem um grande caminho a ser percorrido. Há um alto preço inicial a ser pago devido a questão da “novidade tecnológica” e as adaptações necessárias em todos os âmbitos da sociedade, mas será de extrema importância e futuramente recompensador levando-se em conta o desenvolvimento técnico, social, político e ambiental.

Em relação aos veículos elétricos, existem estimativas que estes devem se tornar no mínimo 40% das novas vendas mundiais até 2040, se chegou a este alto percentual principalmente devido a busca (através de leis e regulações ambientais) pela estabilização da concentração dos gases do efeito estufa em 450 ppm (SAVACOOL, 2018). Com o aumento da circulação de veículos elétricos, a crescente demanda de eletricidade é inevitável, por isso tecnologias que podem armazenar e redistribuir energia elétrica serão inevitáveis para o futuro.

Concluindo, este artigo abordou a maioria dos impactos do V2G em diferentes âmbitos. Atualmente os dados de ordem ambiental e da dimensão técnico-econômica foram menos complicados de serem obtidos e/ou estimados. A respeito das dimensões social e política, pode-se considerar que ainda é necessário um aprofundamento maior nas pesquisas destas duas áreas, principalmente no que se diz a leis, regulações de ordem técnica e de mercado, considerando o papel do consumidor e das empresas de energia nas negociações de compra e venda da eletricidade inserida na rede de distribuição com essa tecnologia, também deverá haver um aprofundamento relativo aos benefícios e perdas para a sociedade. Entretanto, esta falta de informações

precisas nessas áreas citadas é completamente compreensível e aceitável dada a novidade da tecnologia V2G.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANCILLOTTI, Emilio et al. Using electric vehicles to improve building energy sustainability. In: 2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC). IEEE, 2014. p. 1-7.

BAITELO, Ricardo Lacerda. Modelo de cômputo e valoração de potenciais completos de recursos energéticos para o planejamento integrado de recursos. 2011. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

BRASIL, M. M. E. EPE (Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética). 2020. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. MME/EPE, Brasília, DF, Brasil. 490 pp.

BROWNE, Michael et al. Reducing social and environmental impacts of urban freight transport: A review of some major cities. Procedia-Social and Behavioral Sciences, v. 39, p. 19-33, 2012.

CHILD, Michael; NORDLING, Alexander; BREYER, Christian. The impacts of high V2G participation in a 100% renewable Åland energy system. Energies, v. 11, n. 9, p. 2206, 2018.

DE LOS RÍOS, Andrew et al. Economic analysis of vehicle-to-grid (V2G)-enabled fleets participating in the regulation service market. In: 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). IEEE, 2012. p. 1-8.

GRIMONI, JOSE; GALVAO, LUIZ CLAUDIO; UDAETA, MIGUEL. Iniciação a Conceitos de Sistemas Energéticos para o Desenvolvimento Limpo Vol. 58. Edusp, 2004.

https://www.cenex.co.uk/energy/vehicle-to-grid/, acesso em Maio de 2019

https://www.nissan.com.br/veiculos/modelos/leaf/autonomia-recarga.html. Acesso em Outubro 2020

IRENA (2019), Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

LUNZ, Benedikt et al. Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs. Energy Policy, v. 46, p. 511-519, 2012.

LUTSEY, Nic et al. Power play: How governments are spurring the electric vehicle industry. White Paper, 2018.

MALMGREN, Ingrid. Quantifying the societal benefits of electric vehicles. World Electric Vehicle Journal, v. 8, n. 4, p. 996-1007, 2016.

MORALES UDAETA, Miguel Edgar. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos-PIR-para o setor elétrico (pensando o desenvolvimento sustentável). 1997. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

NOEL, Lance et al. Vehicle-to-Grid: A Sociotechnical Transition Beyond Electric Mobility. Springer, 2019.

PETERSON, Scott B.; APT, Jay; WHITACRE, J. F. Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. Journal of Power Sources, v. 195, n. 8, p. 2385-2392, 2010.

SOVACOOL, Benjamin K. et al. The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: a critical and systematic review. Environmental Research Letters, v. 13, n. 1, p. 013001, 2018.

STEWARD, Darlene M. Critical elements of vehicle-to-grid (v2g) economics. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2017.

UDDIN, Kotub; DUBARRY, Matthieu; GLICK, Mark B. The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective. Energy Policy, v. 113, p. 342-347, 2018.

WANG, Dai et al. Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs. vehicle-to-grid services. Journal of Power Sources, v. 332, p. 193-203, 2016.

YILMAZ, Murat; KREIN, Philip T. Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces. IEEE Transactions on power electronics, v. 28, n. 12, p. 5673-5689, 2012.

ANÁLISE SISTÊMICA DO APROVEITAMENTO DE ITAIPU E A INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA LOCAL E REGIONAL ATRAVÉS DE VETORES ENERGO-ECONÔMICOS

Bruno Franciscato[1]; Miguel Udaeta[1]; André Luiz Veiga Gimenes[1];
Fernando Amaral de Almeida Prado Jr[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo avaliar os impactos que a renegociação das principais condições econômicas do Tratado de Itaipu pode ter no planejamento energético do Brasil e da América do Sul. Assinado em 1973 o Tratado será renegociado até o dia 26 de abril de 2023, quando do seu vencimento, sendo a UHE de Itaipu uma das maiores hidrelétricas em operação no mundo. Desta forma, a partir da energia excedente não utilizada dentro do acordo entre Brasil e Paraguai, a metodologia estuda a viabilidade técnica e econômica de outros países da América Latina consumirem o excedente energético do Paraguai, o que impactaria profundamente o planejamento brasileiro. O procedimento metodológico inclui a revisão dos preços praticados no mercado de energia dos países vizinhos ao Paraguai, tais como, Argentina, Chile e Uruguai bem como estimativas do custo de construção de novas linhas de transmissão para comercialização da energia excelente. Neste sentido, verifica-se que os preços pagos pelo Brasil atualmente estão muito abaixo do mercado sul-americano, havendo oportunidades para o Paraguai vender sua energia excedente cerca de 456% mais cara do que o preço atualmente vendido ao Brasil. Também faz parte da metodologia simular custos de construção de novas linhas de transmissão e apresentar os resultados em termos de Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL) de cada projeto. Conclui-se que, países como a Argentina, apresentam condições técnicas e mercadológicas de negociar parte ou até mesmo a totalidade da energia excedente do Paraguai. Os países membros do tratado devem iniciar as negociações imediatamente e este trabalho

pode subsidiar planejadores e tomadores de decisões estratégicas de diversos países para avaliar o melhor aproveitamento da energia excedente de Itaipu. Caso o Brasil tenha de renunciar à energia hoje comprada do Paraguai, é imprescindível que haja um preparo para suprir esta importação, caso contrário o Brasil poderá se encontrar em déficit de energia em 2023. Da mesma forma, caso o Paraguai busque alternativas que maximizem seus ganhos financeiros, este deve igualmente iniciar imediatamente as negociações com as partes interessadas pois, a venda da energia excedente de Itaipu para outros países que não o Brasil pode necessitar de obras como a construção de novas linhas de transmissão.

Palavras-chave: Planejamento Energético; Integração Energética internacional; Estratégia Energética; Mercado de energia Internacional, tratados energéticos multinacionais.

ABSTRACT

This work aims to evaluate the impacts that the renegotiation of the Treaty of Itaipu can have on energy planning in Brazil and South America. The Itaipu HPP is one of the largest hydroelectric plants in operation in the world. Signed in 1973, the Treaty will be renegotiated until April 26, 2023, when it expires, with the Itaipu HPP being one of the largest hydroelectric plants in operation in the world. In this way, from the surplus energy not used within the agreement between Brazil and Paraguay, the methodology studies the technical and economic feasibility of other Latin American countries consuming Paraguay's energy surplus, which would profoundly impact Brazilian planning. The methodological procedure includes a review of the energy prices practiced in Paraguay's neighboring countries, such as Argentina, Chile and Uruguay. It also estimates the cost of building new transmission lines for the commercialization of surplus energy. In this sense, it appears that the prices currently paid by Brazil are far below the South American market, with opportunities for Paraguay to sell its surplus energy about 456% more expensive than the price currently sold to Brazil. It is also part of the methodology to simulate the construction costs of new transmission lines

and present the results in terms of Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV) of each project. It is concluded that countries such as Argentina have both technical and market conditions to negotiate part or even all of Paraguay's surplus energy. The treaty member countries must start negotiations immediately and this work may support planners and strategic decision makers from several countries of South America to evaluate the best use of surplus energy from Itaipu. If Brazil must renounce the energy purchased from Paraguay today, it is essential that there is a preparation to supply this import, otherwise Brazil may find itself in an energy deficit in 2023. Likewise, if Paraguay seeks alternatives that maximize its financial gains, it must also immediately start negotiations with the interested parties, since the sale of surplus energy from Itaipu to countries other than Brazil may require the construction of new transmission lines.

Keywords: Energy Planning; International Energy Integration; Energy Strategy; International energy market, multinational energy treaties.

1. INTRODUÇÃO

A integração energética entre nações está relacionada a existência de recursos naturais transfronteiriços, tais como, recursos minerais, recursos marinhos, animais migratórios, cursos de água, flora fronteiriça, atmosfera (pelas suas condições de mobilidade), a biomassa na Amazônia, bacias sedimentais (hidrocarbonetos), costa marítima, nevados, entre outros que passam do território de um Estado a outro sem reconhecer fronteiras. Para que os Estados possam determinar a forma mais eficiente do uso dos seus recursos naturais que transcendem seus limites fronteiriços, assim como seu desenvolvimento, há necessidade de estabelecer um modelo que integre o desenvolvimento, sustentável ou não, dentro do contexto político, social, econômico e legal, dentro do marco constitucional de cada nação.

Para que a integração energética seja realizada entre países de forma virtuosa, três prerrequisitos principais precisam ser atendidos: (i) existência de recursos energéticos comuns como gás, petróleo, água, (ii) existência de

infraestrutura que atenda às necessidades ou redes para o transporte e (iii) marcos regulatórios e contratuais para o processo de integração.

No quesito regulatório, tratados multinacionais são instrumentos jurídicos e diplomáticos muito comuns e eficazes quando há a necessidade de se realizar aproveitamentos energéticos em regiões fronteiriças. Apenas para citar alguns exemplos de aplicações deste instrumento legal de cunho multinacional, ele pode ser utilizado para regular a construção de usinas hidrelétricas em rios fronteiriços, como é o caso do tratado de Itaipu, acordar o limite de emissão de gases de efeito estufa entre diferentes países (protocolo de Kyoto, acordo de Paris, etc), regular o uso da água, regular o desenvolvimento de tecnologias nucleares (tratado do Irâ, tratado de forças nucleares de alcance intermediário entre EUA e Rússia), acordar sobre condições comerciais e fiscais entre países entre outros. Entre os séculos XV e XIX aconteceram ainda diversos tratados acerca da propriedade das terras entre os principais colonizadores da época (Inglaterra, Espanha, Portugal e França) e suas colônias nas Américas, África e Oceania.

É neste contexto, com o objetivo de se aproveitar o grande potencial hidroelétrico existente na bacia do rio Paraná, que o tratado de Itaipu foi assinado entre Brasil e Paraguai na cidade de Brasília no dia 26 de abril de 1973. Após quase 50 anos de vigência, o seu vencimento se aproxima e está com a data marcada para o dia 26 de abril de 2023

Localizado no corpo do Rio Paraná e com 20 unidades geradoras responsáveis por 14.000 MW de potência instalada, até o presente ano de 2021, a usina de Itaipu é a hidroelétrica que mais produz energia ao longo do ano no mundo, fornecendo em 2020, aproximadamente 11,3% da energia consumida no Brasil e 88,1% no Paraguai (citar fonte).

Dentre os termos do Tratado, ficou pactuado que os países devem dividir pela metade toda a produção de energia da usina, porém, ocorre que, mais da metade da energia paraguaia é atualmente vendida para o Brasil uma vez que o Paraguai não possui carga suficiente para consumir toda a energia a que tem

direto, o que ajuda na composição do mix de energia necessário para atendimento da totalidade da carga brasileira.

Diante deste contexto e dada a notória relevância que o presente tratado tem no planejamento energético não apenas dos dois países mas também dos países vizinhos, o presente artigo se propõe a analisar quais as possibilidades de venda da energia por parte do Paraguai para outros países que não o Brasil, quais as variáveis que podem impactar na negociação entre os dois países, bem como as consequências para os países assinantes e países vizinhos caso o Paraguai pare de vender sua energia excedente para o Brasil e as medidas que podem ser adotadas pelo Brasil para mitigar as consequências negativas. Faz parte da metodologia a análise sistêmica dos procedimentos pelo mundo afora que resolvem este tipo de relação.

2. ESTADO DA ARTE

Para fins exclusivos de aproveitamentos hidrelétricos em regiões fronteiriças, dispositivos legais como os tratados multinacionais são amplamente utilizados em todas as regiões do mundo. Abaixo serão apresentados alguns de cunho similar ao de Itaipu

2.1 América Latina: Salto Grande (Uruguai – Argentina)

Foi criado para viabilizar a construção da usina de Salto Grande localizada que está localizado no meio do curso da área denominada Ayuí, a poucos quilômetros a montante das cidades de Concordia (Argentina) e Salto (Uruguai). A usina possui uma potência instalada total de 1890 MW, e uma capacidade média anual de geração (1979-2016) de 8.546 GWh.

O tratado de Salto Grande prevê uma comissão mista de direito internacional para fazer cumprir as normas acordadas entre Uruguai e Argentina, bem como um Tribunal Arbitral Internacional para dirimir conflitos específicos do empreendimento que é binacional [1].

2.2 América Latina: Tratado de Yacyreta (Paraguai – Argentina)

Assinado em 3 de dezembro de 1973, foi criado para viabilizar o aproveitamento hidrelétrico no Rio Paraná. A hidrelétrica está localizada a 70 km a oeste das cidades de Posadas (Argentina) e Encarnación (Paraguai) e se situa abaixo das águas da usina binacional de Itaipu. A usina possui 3200 MW de potência instalada [2].

O tratado de Yacyreta possui três anexos (A, B e C) sendo o anexo C responsável por reger financeiramente o acordo. Faz parte ainda dos instrumentos legais que regem a relação comercial e diplomática: 32 notas reversas, 9 protocolos e diversas atas de ratificação do tratado [2].

2.3 América do Norte: Niagra Falls (EUA – Canadá)

Em 1909 os dois países assinaram o primeiro tratado chamado de *The International Boundary Water Treaty* para regular o uso das águas fronteiriças entre os dois países. Em seguida, em 1950 um segundo tratado foi firmado (“Niagara River Water Diversion Treaty”) no qual ficou claramente estabelecido o montante de água que cada país poderia utilizar para produção de energia bem como a vazão sanitária mínima que o rio deveria ter [3].

Uma particularidade que este projeto tem em relação aos outros da américa latina, é que a captação de água, o represamento, a construção da barragem e a geração propriamente dita é feita separadamente cada qual por seu país e em seu próprio continente, o que exclui a necessidade de alguns dispositivos presentes américa latina tais como, alocação de energia gerada e corpo técnico misto.

Desta forma, a geração é dividida em duas barragens. Do lado canadense, em Ontario, tem-se as duas estações de geração hidroelétrica chamadas de Sir Adam Beck I e II, as quais juntas possuem uma potência instalada de 1997 MW [4]. Do lado estadunidense, em Lewiston, Nova Iorque, tem-se a estação de geração Robert Moses, a qual possui uma capacidade instalada de 2675 MW [5].

2.4 África: Etiopia (Etiopia – Egito - Sudão)

Em 2012 um comitê tríplice entre Etiópia, Egito e Sudão foi formado para discutir os benefícios e impactos que a construção de uma barragem hidroelétrica teria nos três países. Embora o projeto seja de propriedade da Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCO), ele irá vender energia aos três países impactados [6][7].

Com início da operação em julho de 2020, a planta conta com 6450 MW de potência instalada e uma geração anual de 70 GWh. Porém o que a torna a maior usina hidrelétrica da África. O Egito receia que haverá uma redução na vazão do rio Nilo para o seu país durante o enchimento do reservatório que pode durar de 5 a 15 anos e no longo prazo por conta da evaporação de água na superfície da represa [8].

2.5 África: Burundi – República do Congo – Ruanda

Localizado na fronteira entre os três países o projeto ainda está em fase de captação de recursos e financiamento e tem previsão para início da operação em 2025. O financiamento será realizado majoritariamente por bancos africanos e europeus bem como pelo setor público dos países [9].

Após concluído a usina terá uma capacidade instalada de 147 MW [6].

2.6 África: Rusumo Falls (Ruanda – Tanzania - Burundi)

Localizado na fronteira entre Ruanda e Tanzania, a planta irá beneficiar também a Burundi. Atualmente o projeto está em fase de construção. Após concluído, a energia produzida através da potência instalada de 80 MWh será repartida igualmente entre os três países [6][10].

2.7 África: Batoka Gorge (Zambia – Zimbabwe)

Com uma potência instalada de 2400 MW divididas em 12 unidades geradoras, a usina binacional de Batoka George será financiada pelo banco mundial [6]. A estação de energia proposta estará localizada no rio Zambeze,

aproximadamente 54 quilômetros (34 milhas), a jusante de Victoria Falls, abrangendo a fronteira internacional entre a Zâmbia e o Zimbábue [11].

3. ITAIPU

3.1 O Tratado de Itaipu

O Tratado de Itaipu foi celebrado em 1973 na cidade de Brasília e é dividido em 3 anexos (A, B e C). Por tratado entende-se ato jurídico por meio do qual se manifesta o acordo de vontades entre dois ou mais países. Neste sentido, o documento pode ser considerado como um tratado-contrato que procura regular o interesse recíproco do dois Estados [12].

O Anexo A constitui o estatuto da empresa binacional e o instrumento pelo qual as partes decidiram a estrutura administrativa [13]. O Anexo B trata da descrição geral das instalações.

O anexo C trata das bases financeiras e de prestação dos serviços de eletricidade da ITAIPU, entre suas disposições é acordado que o preço da energia deve ser suficiente para cobrir todos os custos da entidade binacional, descritos no próprio anexo como sendo: (i) rendimentos sobre o capital investido, (ii) encargos financeiros, (iii) amortizações, (iv) royalties, (v) encargos administrativos à Ande e Eletrobrás (vi) despesas de exploração, (vii) saldo do fluxo de caixa do ano anterior e (viii) remuneração mensal pela energia cedida de um país ao outro [14].

Uma vez calculado o custo anual unitário tem-se o preço anual de venda da potência de Itaipu como se vê na tabela 1 abaixo [15] [16]. Neste sentido, é importante ressaltar que a tarifa de Itaipu é uma variável que não tem qualquer relação com as condições mercadológicas, mas que depende exclusivamente do plano de viabilidade econômica do empreendimento como um todo.

Tabela1 – Histórico das tarifas de Itaipu entre 1985 e 2020

Ano	Tarifa (US$/kW mês)	Ano	Tarifa (US$/kW mês)
1985	10	2003	15,93
1986	10	2004	16,44
1987	11,28	2005	19,17
1988	13,38	2006	20,5
1989	13,76	2007	22,2
1990	15,7	2008	21,99
1991	18,26	2009	22,6
1992	16,06	2010	22,6
1993	16,06	2011	22,6
1994	16,06	2012	22,6
1995	16,06	2013	22,6
1996	16,06	2014	22,6
1997	16,06	2015	22,6
1998	17,54	2016	22,6
1999	17,6	2017	22,6
2000	17,6	2018	
2001	18,83	2019	
2002	18,83	2020	

Interessante notar que, ainda que esta tarifa não seja função das condições de mercado, segundo Vianna (2017), o custo desta tarifa entre os anos de 2008 e 2016 estão próximos a média dos custos dos leilões de energia nova e existente que ocorreram no mesmo período no Brasil [16].

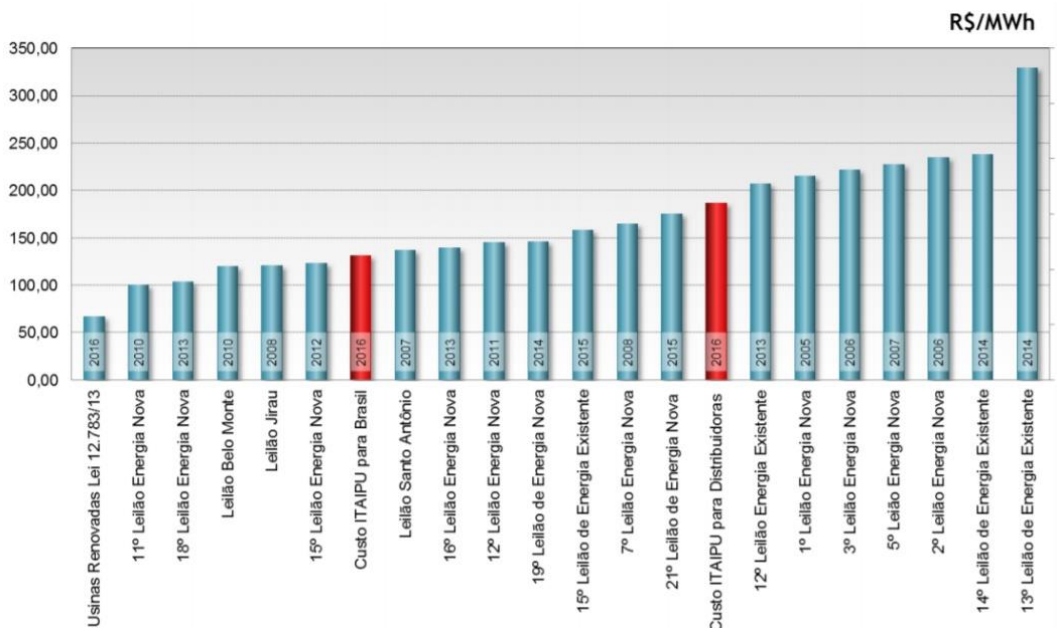


Figura 1 – Relevância técnica, energética e econômica

A Itaipu Binacional é líder mundial em produção de energia limpa e renovável, tendo produzido mais de 2,6 bilhões de Megawatts-hora (MWh) desde o início de sua operação, em 1984, até o ano de 2019. Com 20 unidades geradoras e 14.000 MW de potência instalada, forneceu em 2019, 11,3% da energia consumida no Brasil e 88,1% no Paraguai [17].

Em 2016, a produção chegou a 103.098.366 MWh (103 milhões de MWh), um novo recorde mundial de produção anual. A maior marca anterior havia sido estabelecida em 2013, com 98.630.035 MWh. Em 2019, um dos anos mais secos na história da usina, a Itaipu produziu 79.444.510 MWh (79,4 milhões de MWh). Neste mesmo ano, a energia produzida por Itaipu representou cerca de 11,3% da energia consumida no Brasil e cerca de 88,1% da energia do Paraguai [17].

3.2 Histórico político e diplomático

Em 1950 começaram as primeiras intenções brasileiras em utilizar o potencial hidrelétrico do rio Paraná. Em 1960 os primeiros estudos foram iniciados, o que despertou a atenção de Paraguai a Argentina. Como os estudos apontavam para a região das sete quedas como uma região de grande potencial,

o Paraguai passou a reivindicar uma área fronteiriça da região alegando que a área estava pendente desde o final da Guerra da Tríplice Aliança com a assinatura do tratado de 1872 [18].

De 1960 a 1965 os países viveram um período turbulento, chegando o exército brasileiro a ocupar a região das sete quedas em 1965. No ano seguinte os dois países chegaram a um acordo através da ata de Iguaçu pactuando que aproveitamentos hidrelétricos utilizados naquela área seriam divididos igualmente entre os dois países [18].

A Argentina também acompanhava apreensiva o desenrolar dos fatos exigindo do Brasil uma “consulta prévia”, termo presente na Declaração de Montevidéu” para viabilizar seus projetos hidrelétricos.

No entanto em abril de 1973 os presidentes do Brasil e Paraguai, Emílio Médici e Alfredo Strossner assinaram o tratado de Itaipu sem dar informações à Argentina. Os anos seguintes foram marcados por grande rivalidade entre os dois países assinantes e por descontentamento por parte da Argentina, o que finalmente terminou em 1979 com o acordo Tripartite assinado entre os três países.

Desde o início da operação em 1984 o Paraguai vende grande parte de sua energia para o Brasil, sendo remunerado de acordo com o Anexo C, que causa nos paraguaios um forte sentimento abuso e injustiça.

Logo que a usina entrou em funcionamento a primeira revisão do fator multiplicador do valor pago pela cessão de energia foi revisto e ampliado de 3,5 em 1984 para um aumento anual gradativo até atingir 4,0 em 1992.

A outra ocasião foi em 2005, quando o Presidente paraguaio e o Presidente brasileiro, assinaram acordo que ampliou o fator multiplicador de 4,0 para 5,1, além de ter corrigido o fator de ajuste dos juros da dívida paraguaia que deixou de ser indexada à inflação norte-americana.

Nas eleições paraguaias de 2008, com a eleição do presidente Fernando Lugo, foi dado fim a um período de mais de 60 anos de hegemonia do partido Colorado. No centro de sua campanha estava entre outras pautas a retomada da soberania energética paraguaia. Neste sentido em 2009, o presidentes

paraguaio e brasileiro fizeram um acordo histórico prevendo (i) o aumento de três vezes ao valor pago pela cessão da energia ao Paraguai, o fator multiplicador aumentou de 5,1 para 15,3, (ii) liberdade para o Paraguai negociar com outras empresas brasileiras de energia além da Eletrobrás, (iii) a partir de 2023, o Paraguai poderá negociar a venda de seu excedente hidrelétrico à terceiros países; e (iv) a construção de uma linha de transmissão de Itaipu à Asunción, custeada pelo Brasil através do FOCEM [19].

Este acordo é considerado um grande marco diplomático entre os países e uma vitória para o governo de Lugo.

Desde 2016 tem-se aumentado as queixas por parte dos brasileiros de mau uso das regras do tratado pela parte paraguaia na declaração de sua potência contratada anual para obtenção de menores custos de energia. Os defensores desta tese alegam que, enquanto a potência contratada do Paraguai tenha aumentado em 6,7% de 2015 a 2019, a sua demanda efetiva por energia elétrica cresceu 47,4% no mesmo período [20]. Com isto, o Paraguai estaria conseguindo baixar o custo médio da energia adquirida por Itaipu ao diminuir o montante adquirido pela potência contratada (energia mais cara) e aumentar o montante adquirido pela energia excedente (energia mais barata).

4. PREÇOS PAGOS PELA ENERGIA CEDIDA DE UM PAÍS AO OUTRO

No que diz respeito às notas reversais e mudanças do tratado original, o Tratado de Itaipu tem sofrido modificações principalmente em revisões das condições de cessão da energia excedente do Paraguai para o Brasil.

Inicialmente, de acordo com item III.8 do Anexo c, o montante necessário à remuneração a uma das Altas Partes Contratantes, equivale a 300 US$/ GWh cedido à outra Alta Parte Contratante [14]. Em janeiro de 1987, mediante as Notas Reversais 3, 4 e 28, foi revisado o valor estabelecido neste item mediante a inclusão de um fator de ajuste (FA) e um fator multiplicador (FM) [12], resultado na seguinte fórmula:

$$\text{Valor} = 300\ \text{US\$/GWh} \times FA \times FM \qquad (1)$$

O fator de multiplicação também foi acordado através de Notas Reversais. A primeira versão estabeleceu fatores de 3,5 para 1985 e 1986; 3,58 para 1987; 3,66 para 1988; 3,74 para 1989; 3,9 para 1991 e 4 para 1992. A segunda alteração, efetuada também mediante Notas Reversais, modificou o FM para 5,1 a partir de janeiro de 2006, e a terceira revisão do fator foi realizada mediante a Nota Interpresidencial 345, de julho de 2009, que estabelece o FM de 15,3 [12].

Desta forma, de acordo com os dados de FA e FM fornecido nas notas explicativas do relatório de demonstrações contábeis de 2019, o qual foi auditado pela KPMG [21], segue na tabela 2 abaixo os valores pagos pelo Brasil ao Paraguai de 2010 a 2019.

Tabela 2 – Valores Pagos pelo Brasil ao Paraguai pela Energia cedida de 2010 a 2019

Ano	Fator Original (FM)	Fator de Ajuste (FA)	Fator Ajustado (FM x FA)	Valor Pago pela Energia Cedida [US$/MWh]
2010	4	1,9306	7,7224	2,32
2010	5,1	1,9306	9,84606	2,95
2011	5,1	2,03768	10,39217	3,12
2011	15,3	2,03768	31,1765	9,35
2012	4	2,05866	8,23464	2,47
2012	15,3	2,05866	31,4975	9,45
2013	4	2,07836	8,31344	2,49
2013	15,3	2,07836	31,79891	9,54
2014	4	2,10189	8,40756	2,52
2014	15,3	2,10189	32,15892	9,65
2015	4	2,02638	8,10552	2,43
2015	15,3	2,02638	31,00361	9,30
2016	4	2,01838	8,07352	2,42
2016	15,3	2,01838	30,88121	9,26
2017	4	2,08721	8,34884	2,50
2017	15,3	2,08721	31,93431	9,58
2018	4	2,16483	8,65932	2,60
2018	15,3	2,16483	33,1219	9,94
2019	4	2,16973	8,67892	2,60
2019	15,3	2,16973	33,19687	9,96

Os anos mostrados na tabela 2 estão em duplicidade pois existe uma diferença no fator multiplicador (FM) entre os meses de janeiro a maio e entre junho a dezembro de cada ano.

A título de comparação, segundo o banco de dados da ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica), a média dos preços vencedores dos leilões de energia nova e energia existente no brasil de 2014 a 2019 (11 leilões ao todo) foi de 222,17 R$/MWh (preço corrigido pelo índice do IPCA até janeiro de 2021), que seria equivalente a 41,03 US$/MWh (cotação do dólar tomada em 10/01/2021) [22].

Desta forma, verifica-se que, de fato, os preços determinados pelo Anexo C do tratado para a energia cedida, motivo de insatisfação constante para os paraguaios ao longo das décadas, está cerca de 5 vezes abaixo do que o Brasil pagou nos leilões de energia nova e existente de 2014 a 2019, mesmo a despeito do reajuste firmado entre os presidentes Lugo e Lula em 2009 o qual triplicou o FM de 5,1 para 15,3.

5. EVIDENCIAÇÃO DAS OPÇÕES DE VENDA PARA OUTROS PAÍSES

O presente capítulo visa levantar e evidenciar as condições de contorno, isto é, tratados existentes, capacidade de transmissão na região fronteiriça e a demanda ou disponibilidade energética dos países vizinhos ao Paraguai, que podem ter interesse em adquirir sua energia excedente a partir de 2023. Desta forma serão apresentados abaixo 5 figuras que fornecem as informações necessárias ao desenvolvimento deste capítulo. Em seguida as informações contidas nas figuras serão analisadas nos itens de A a F.

No que diz respeito ao balanço energético dos países, em termos de exportação e importação de energia elétrica, as figuras 1 e 2 abaixo mostram os intercâmbios entre os países para os anos de 2016 e 2017 [23].

		Exportador									
	2016	Argentina	Brasil	Chile	Colômbia	Equador	Pararguai	Peru	Uruguai	Venezuela	Total de importações
IMPORTADOR	Argentina		494	107	-	-	8.507	-	757	-	9.865
	Brasil	321		-	-	-	40.322	-	22	648	41.313
	Chile	7	-		-	-	-	-	-	-	7
	Colombia	-	-	-		378	-	-	-	-	378
	Equador	-	-	-	44		-	38	-	-	82
	Peru	-	-	-	-	22	-		-	-	22
	Uruguay	3	21	-	-	-	-	-		-	24
	Venezuela	-	-	-	1	-	-	-	-		1
	Total de exportações	331	515	107	45	400	48.829	38	779	648	Total de intercâmbios em 2016: 51.692 GWh

Figura 2 – Intercâmbio de energia entre países da América do Sul em 2016

		Exportador									
	2017	Argentina	Brasil	Chile	Colômbia	Equador	Pararguai	Peru	Uruguai	Venezuela	Total de importações
IMPORTADOR	Argentina		154	36	-	-	9.247	-	854	-	10.291
	Brasil	69		-	-	-	34.388	-	977	1078	36.512
	Chile	0	-		-	-	-	-	-	-	0
	Colombia	-	-	-		195	-	-	-	-	195
	Equador	-	-	-	19		-	0	-	-	19
	Peru	-	-	-	-	17	-		-	-	17
	Uruguay	0	3	-	-	-	-	-		-	3
	Venezuela	-	-	-	0,4	-	-	-	-		0
	Total de exportações	69	157	36	19	212	43.635	0	1.831	1.078	47.037

Figura 3 – Intercâmbio de energia entre países da América do Sul em 2017

A Figura 4 abaixo elenca as principais linhas de transmissão com capacidade transfronteiriça nos países vizinhos do Paraguai e a Figura 5 evidencia tecnicamente as frequências utilizadas por cada país [23].

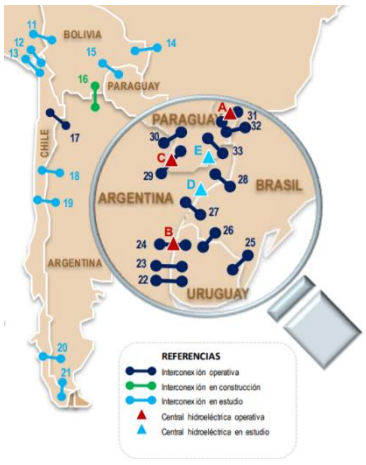


Figura 4 – Localização geográfica das usinas e principais interconexões elétricas da América do Sul

Ref.	Países	Denominación	Río	Capacidad instalada	Observaciones
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En operación
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	3.200 MW	En operación
D	Ar - Br	Garabí	Uruguay	1.500 MW	En estudio
E	Ar - Py	Corpus	Paraná	3.400 MW	En estudio

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
11	Bo-Pe	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220 kV	150 MW	En estudio (50/60 Hz)
12	Pe-Cl	Tacna/Los Héroes (Pe)– Arica/Parinacota (Cl)	220 kV	200 MW	En estudio (60/50 Hz) / 55 km
13	Pe-Cl	Tacna/Montalvo(Pe)–Arica/Crucero(Cl)	500 kV	1.000 MW	En estudio (60/50 Hz) HVDC/600 km
14	Bo-Br	Interconexión Bolivia – Brasil	-	-	En estudio (ENDE/ELETROBRAS)
15	Bo-Py	Interconexión Bolivia – Paraguay	-	-	En estudio (ENDE/ANDE)
16	Ar – Bo	Yaguacua (Bo) – Tartagal (Ar) (Juana Azurduy)	132 kV	120 MW	En construcción (50 Hz) 46 km (Bolivia) / 64 km (Argentina)
17	Ar-Cl	CT TermoAndes(Ar) – Sub.Andes (Cl)	345 kV	643 MW (flujo máx. de la línea: 200 MW)	Operativa (50 Hz). En estudio expansión - 408 km
18	Ar-Cl	Rodeo (Ar)–S.E.Nueva Pan de Azúcar(Cl)	400 kV	1.000 MW	En estudio / 250 km. En inventario.
19	Ar-Cl	Río Diamante (Ar) – Ancoa (Cl)	500/220 kV	400/1.000 MW	En estudio / 350 km, con pre-factibilidad positiva.
20	Ar-Cl	Santa Cruz (Ar) – Aysén (Cl)	220 kV	200 MW	En estudio / 175 km. En inventario.
21	Ar-Cl	Santa Cruz (Ar) – Punta Arenas (Cl)	220 kV	200 MW	En estudio / 200 km. En inventario.
22	Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	1.386 MW	Operativa (50 Hz)
23	Ar-Uy	Concep. del Uruguay (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Op. en emerg. (50 Hz)
24	Ar-Uy	Salto Gde. (Ar) – Salto Gde. (Uy)	500 kV	1.890 MW	Operativa (50 Hz)
25	Br-Uy	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	500 kV	500 MW	Operativa (60/50 Hz)
26	Br-Uy	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (60/50 Hz)
27	Ar-Br	P. de los Libres(Ar) – Uruguayana(Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)
28	Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.000/ 2.200 MW	Operativa (50/60 Hz)
29	Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500 kV	3.200 MW	Operativa (50 Hz)
30	Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	80/90 MW	Operativa (50 Hz)
31	Br-Py	Salidas de Central Itaipú	750/220 kV	14.000 MW	Operativa (60/50 Hz)
32	Br-Py	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	230/138 kV	50 MW	Operativa (60/50 Hz)
33	Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220/132 kV	30 MW	Operativa (50 Hz)

Figura 4 – Frequencia da rede elétrica nos países da América do Sul

5.1 Paraguai – Argentina

De fato, a argentina é o segundo maior importador de energia da América do Sul, ficando atrás apenas do Brasil. No ano de 2017 a Argentina importou cerca 10.300 GWh sendo que 9.250 GWh foram importados do Paraguai (cerca de 90% de toda energia importada).

Por conta da usina binacional de Yacyretá (3.200 MW de potência instalada) existe uma boa capacidade de intercâmbio entre os dois países, oriundo de três linhas de transmissão diferentes, (i) Yacyretá (500kW de tensão, 3.200 MW de potência instalada e 50 Hz de frequência operativa), (ii) Linha Clorinda – Guarambare (132/220 kW – 80/90 MW – 50 Hz) e (iii) El Dorado – Lopez (220/132 kW – 30 MW – 50 Hz). Ao todo a capacidade das três linhas é de 3.320 MW).

Estes aspectos vêm a demonstrar que, tomando como base os anos de 2016 e 2017, do ponto de vista técnico, a argentina já possui uma infraestrutura que permitiria em torno de 3 vezes mais volume de venda do Paraguai sem que sejam necessários investimentos onerosos. Porém a infraestrutura atual seria insuficiente caso o Paraguai quisesse vender a totalidade de usa energia excedente em 2016 e 2017 (de Itaipu) à Argentina.

5.2 Paraguai – Uruguai

O Uruguai é um país que, entre os anos de 2016 e 2017 foi exportador de energia para o Brasil e Argentina (em torno de 1.000 GWh/ano para cada um), fato este que já indica uma predisposição do país a não possuir interesse em adquirir grande quantidade de energia do Paraguai.

Geograficamente, o Paraguai não possui fronteira com o Uruguai, o que também dificultaria uma venda deste para aquele. Em contrapartida, o Uruguai possui a usina binacional de Salto Grande com a Argentina (1890 MW de potência instalada). Por este motivo, existe uma boa capacidade de intercâmbio entre Uruguai e Argentina, o que possibilitaria uma venda de energia ao Uruguai por intermédio da estrutura argentina.

Ao todo, Argentina e Uruguai possuem uma capacidade de intercâmbio entre si de 3.376 MW oriundos de duas linhas principais.

Desta forma, para que se justifique a venda de energia do Paraguai para o Uruguai, as condições mercadológicas têm de estar muito atrativas para compensar toda a transmissão e o intermédio da Argentina. Esta transação parece improvável atualmente tendo em vista ainda que o Uruguai tem atuado como exportador tanto para o Brasil como para o Uruguai.

5.3 Paraguai – Brasil

Desde o início da operação de Itaipu em 1985 o Brasil tem sido o maior importador de energia da América do Sul. Em 2017 ele importou cerca de 36.500 GWh sendo 34.300 GWh (cerca de 94%) oriundos do Paraguai. Este fato é um indicativo de que o Brasil terá, naturalmente, um elevado interesse em manter esta importação após 2023, quando da renovação do tratado de Itaipu.

Tecnicamente, o Brasil possui uma capacidade de intercâmbio com o Paraguai de 14.050 MW (750/220 kW – 60/50 Hz) por conta justamente da usina binacional de Itaipu (14.000 MW de potência).

O único quesito técnico que conta desfavoravelmente para a opção de venda para o Brasil é a necessidade de conversão de frequência de 50Hz (Py) para 60 Hz (Br). Contudo, uma vez que a infraestrutura técnica já exista para esta conversão, este não seria um empecilho para a venda continuada ao Brasil a partir de 2023.

5.4 Paraguai – Bolívia

A Bolívia é um país que não possuiu intercambio de energia elétrica em 2016 e 2017 com nenhum outro país da América do Sul. Tecnicamente a Bolívia não possui nenhuma capacidade de transmissão com o Paraguai o que dificultaria a venda de excedente para este país, uma vez que toda linha ainda teria que ser construída.

5.5 Paraguai – Chile

Geograficamente o Chile não possuí fronteiras com o Paraguai. Desta forma uma eventual venda de energia do Paraguai para este país só seria possível através da argentina, uma vez que a Argentina já possuí mais de 3320 MW de capacidade de transmissão com o Paraguai (da qual menos da metade foi utilizada entre os anos de 2016 e 2017) enquanto a Bolívia (que também faz fronteira com Chile e Paraguai), não possui nenhuma.

Similarmente ao que ocorre com o Uruguai, para que se justifique a venda de energia do Paraguai para o Chile, as condições mercadológicas têm de estar muito atrativas para compensar toda a transmissão e o intermédio da Argentina.

Esta transação parece improvável pois, o Chile precisa pagar um preço suficientemente barato para compensar os custos de construção de linhas de transmissão e o custo pelo intermédio argentino. Ao mesmo tempo, se o Chile for pagar barato, pode compensar para a própria Argentina ou mesmo o Brasil oferecer maior remuneração e ficar com a energia.

5.6 Paraguai – Paraguai

Uma opção que já foi estudada pelo governo Paraguaio mais de uma vez ao longo dos anos, é a de utilização desta energia para sua industrialização intensiva. Tecnicamente, para que esta opção seja viabilizada, algum investimento em infraestrutura elétrica deverá ser realizado dentro do Paraguai.

Vale ressaltar ainda que, esta é uma alternativa que pode ir além das análises técnicas e de viabilidade econômica e pode ser escolhida por questões políticas e/ou estratégicas do país.

5.7 Paraguai – Colômbia

A Colômbia, mesmo sendo o terceiro maior importador de energia da América do Sul (atras apenas de Brasil e Argentina) importou em 2017, apenas 195 GWh, o que é muito pouco quando comparado com o excedente paraguaio de Itaipu no mesmo de ano de 34.388 GWh.

Ademais, geograficamente, o país não faz fronteira direta com o Paraguai de tal forma que inviabiliza a sua comercialização.

6. OPORTUNIDADES DAS OPÇÕES DE VENDA PARA OUTROS PAÍSES

O presente capítulo visa apresentar os preços históricos da energia elétrica, expressa em US$/MWh, que os 5 países objeto deste artigo pagaram nos últimos anos em leilões de energia e/ou mercado livre de energia e/ou tarifas de energia em grupos de média tensão.

Ou seja, dentro da disponibilidade de informações encontrada nos sites oficiais de ministérios de energia, agências reguladoras, distribuidoras e outras entidades governamentais, procurou-se estabelecer como uma boa referência do quanto que cada país estaria “disposto” a pagar pela energia excedente de Itaipu oriunda do Paraguai, os preços de energia praticados no mercado livre de energia de cada país, bem como preços dos últimos leilões de compra de energia.

6.1 Argentina

No mercado livre de energia argentino (*mercado mayorista*), as informações disponíveis mais recentes vão até novembro de 2019. Desta forma, na metodologia utilizada, foram coletados os preços mensais do mercado argentino de fevereiro de 2016 a novembro de 2019 [24], em seguida os preços mensais foram trazidos a valor presente até janeiro de 2021 pelo índice do IPC [25] e, por fim, os valores corrigidos em pesos argentinos foram convertidos em dólares por megawatt-hora com a cotação de 22/01/2021 (US$ 1 para AR$ 86,50).

O resultado é apresentado na figura abaixo, onde se observa que nos 4 anos analisados os preços ficaram em uma média de 55,60 US$/MWh. Ou seja, este é o preço que o Paraguai teria recebido caso ele tivesse hipoteticamente vendido sua energia excedente no mercado atacadista argentino neste período.

Ressalta-se que este preço é mais do que 5 vezes o preço vendido para o Brasil no mesmo período de acordo com o tratado vigente entre os países. Isto

indica que, com o término do tratado em 2023, caso o Brasil queira manter as condições comerciais vigentes neste período, o Paraguai poderá vender parte de sua energia excedente à Argentina sem que sejam necessários novos investimentos de transmissão. Para vender a totalidade do excedente, a capacidade de transmissão entre os países deverá ser aumentada.

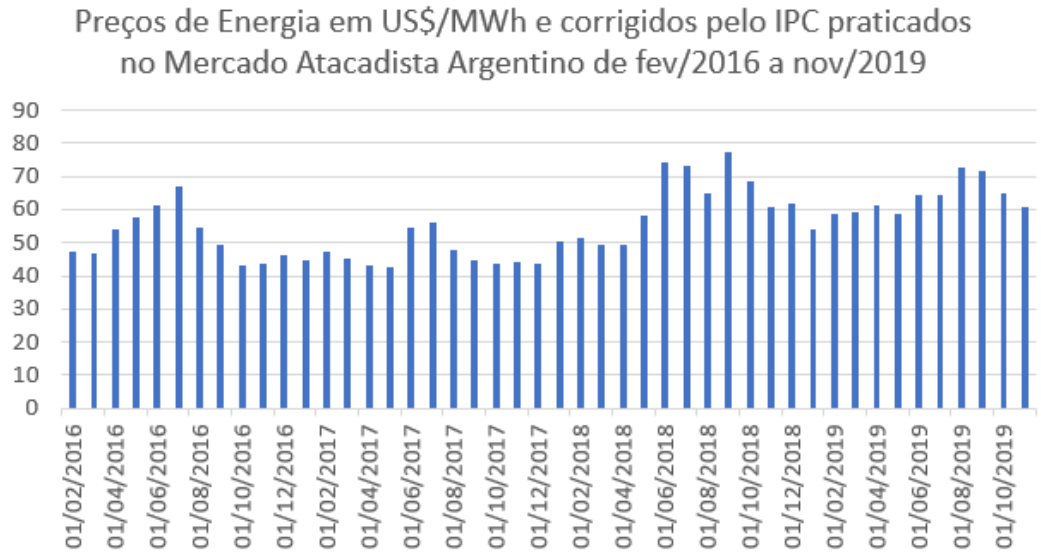


Figura 6 – Preços de Energia apresentados em US$/MWh e corrigidos pelo IPC, praticados no Mercado Atacadista Argentino de fev/2016 a nov/2019

Em relação aos leilões de energia nova, em 2016, os preços médios dos leilões de fonte eólica e solar ficaram em torno de 59 US$/MWh (RENOVAR Ronda 01) [26]. Em 2017 os preços médios dos leilões de fonte eólica e solar ficaram em torno de 47,53 US$/MWh (RENOVAR Ronda 02) [26].

6.2 Chile

Até o ano de 2017 existiam no Chile quatro sistemas elétricos que operavam separadamente. Em 2017, os dois principais sistemas, o *Sistema Interconectado Central* (SIC) e o *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), foram finalmente conectados [27].

Além dos preços praticados no mercado livre dos países vizinhos, outra referência de preços válida para auferir a viabilidade econômica de algum país comprar a energia excedente do Paraguai é através do custo marginal de expansão, o qual pode ser auferido de forma prática através dos resultados de leilões já realizados.

Neste sentido, segundo o Ministério de Energia do Chile, os preços médios por licitação no Chile caíram, de 129 US$/MWh em 2012 e 2013 para 32,5 US$/MWh em 2017 (valores nominais de 2017) e 35,38 US$/MWh a valor presente em janeiro de 2021 [28].

Com relação ao mercado atacadista de energia chileno, no período de outubro de 2015 a fevereiro de 2019, o preço médio da energia no período foi de 70,15 USS/MWh para o sistema SIC e de 55,31 USS/MWh para o sistema SING. Estes valores estão a valor presente de janeiro de 2021 [29].

6.3 Brasil

Para o Brasil a metodologia aplicada para se auferir a marcação de preços para venda da energia a partir de 2023 foram duas: (I) os preços históricos ocorridos no mercado livre de energia brasileiro e (II) os preços verificados em leilões de energia nova e leilões de energia existente.

No que diz respeito ao mercado livre de energia brasileiro, de janeiro de 2016 a dez/2020, o preço médio pago no mercado de curto prazo durante o período, trazido a valor presente em janeiro de 2021 [30] foi de 244,50 R$/MWh [31], equivalentes a 45,09 US$/MWh (câmbio de 28/01/2021 de US$ 1 para R$ 5,4219). Com relação ao futuro, em 28/01/2021, a projeção de preços para os anos de 2022 a 2025 (4 anos futuros) está em 162,72 R$/MWh [32], equivalentes a 30,01 US$/MWh.

Já no ambiente regulado, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), utilizando a média de preços corrigidos pelo IPCA (corrigidos até jan/2021) dos últimos 7 leilões de energia nova (de 2016 a 2019), na modalidade A-4 (entrega da energia em 4 anos após o leilão), o preço médio dos certames foi de 39,11 US$/MWh considerando as fontes eólica, solar,

hidroelétrico e biomassa [32]. Se selecionados os leilões apenas de fontes hídricas (PCHs e CGHs), o preço médio para o período é maior que a média de todas as fontes e sobe para 55,12 US$/MWh. Em contrapartida, a média dos leilões de usinas eólicas no mesmo período foi de 23,25 US$/MWh [33].

6.4 Uruguai

O órgão governamental ADME (Administración Del Mercado Eléctrico) é o responsável por divulgar os preços horários (preço spot) vigentes no mercado de curto prazo uruguaio [33]. Desta forma, de acordo com as informações disponibilizadas por este órgão e, segundo os preços horários de 01/01/2016 a 31/12/2020, os quais foram atualizados pelo índice IPC a valor presente de janeiro de 2021 [35], o Paraguai teria recebido em média 33,73 US$/MWh caso tivesse vendido sua energia durante este período para o Uruguai.

Este valor está mais baixo que o preço spot nos mercados atacadistas do Brasil, Chile e Argentina, o que serve para descartar em definitivo a possibilidade de o Paraguai vender sua energia excedente ao Uruguai.

6.5 Resumo e considerações

Na tabela abaixo se encontra um resumo das informações levantadas neste capítulo bem como breves considerações a seu respeito.

Tabela 3 – Preços a valor presente de janeiro de 2021 dos preços praticados no mercado dos países nos últimos 5 anos e dos preços médios de leilões de energia recentes

	Preços no Mercado Atacadista [US$/MWh]	Preços de Leilões no Mercado Regulado [US$/MWh]
Brasil	45,09 (spot) - 30,01 (LP)	39,11
Argentina	55,6	47,53
Chile	70,15 (SIC) - 55,31(SING)	35,38
Uruguai	33,73	-

A primeira consideração a ser feita é a de que os preços nos mercados atacadistas do Brasil, Argentina e do Chile foram mais do que 28% maiores que os preços médios dos leilões de energia, isto quer dizer que, no histórico dos últimos anos o Paraguai teria retornos maiores nos mercados atacadistas destes países do que em contratos regulados com preços prefixados. Em contrapartida, atrelado a este retorno maior também existe um maior risco e uma maior volatilidade nos retornos mensais uma vez que os preços dependem de condições hidrológicas e/ou de oferta e demanda horaria e/ou do custo marginal de operação horário.

Em relação ao Uruguai, fica descartada desde já a opção de venda para este país por três motivos: (i) ele apresentou o menor preço no período dentre os quatro países, sendo o seu preço médio no mercado spot menor que os preços médios dos leilões no Brasil e Chile, (ii) o país não apresenta fronteira direta com o Paraguai, desta forma, uma eventual venda terá de ser feita por intermédio do Brasil ou da Argentina o que encareceria o processo e (iii) ainda que os requisitos i e ii fossem atendidos, terá de ser construído a maior parte da infraestrutura elétrica, o que também alteraria o preço de equilíbrio desta opção.

Neste sentido, caso o Paraguai opte por vender sua energia no mercado livre é provável que haja variações de receita de um mês para o outro que ultrapasse os 300%. Esta alta volatilidade nas receitas mensais atrelado a baixa previsibilidade de receita futura, deve ser o principal atributo que fará com que o Paraguai não opte por esta estratégia, ou que o faça em proporções pequenas de seu portfolio (inferiores a 10% por exemplo).

Interessante notar ainda, que o preço no mercado atacadista brasileiro para os próximos 4 anos, ou seja, preços futuros prefixados, estão mais baixos que o preço médio dos leilões de energias renováveis, 30,01 contra 39,11 US$/MWh.

Outro ponto relevante a ser destacado diz respeito ao atual acordo vigente entre Brasil e Paraguai. Conforme o Anexo C do Tratado, o Brasil paga em jan/2021 ao Paraguai aproximadamente 10 US$/MWh cedidos pelo segundo ao primeiro. Desta forma e de acordo com as informações levantadas neste

capítulo, fica patente que este valor está realmente inferior ao valor que esta energia tem hoje nos mercados vizinhos e no próprio mercado brasileiro. Antes do acordo firmado em 2009 pelos presidentes Lula (Br) e Lugo (Pr), o valor era ainda três vezes menor do que o atual. Embora abaixo de seu valor de mercado, vale lembrar que o anexo C foi firmado levando em consideração todas as condições financeiras e diplomáticas entre os dois países bem como o financiamento da obra e das garantias que foram oferecidas pelo Brasil aos bancos para que a obra pudesse ser viabilizada.

7. VERIFICAÇÃO ANALÍTICA DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Neste capítulo, a fim de se realizar uma análise de viabilidade econômica em termos de Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e tempo de retorno de investimento, serão simulados oito projetos econômicos distintos entre (i) Paraguai - Brasil. (ii) Paraguai – Argentina e (iii) Paraguai – Chile.

Para se realizar as análises, assume-se para as LTs uma tensão de 500 kV e serão estimados os custos de investimento (CAPEX) e de Operação e Manutenção (O&M) com base em notas técnicas da Aneel e resultados de leilões realizados no Brasil. Também será estimada a distância em quilômetros de cada linha para que o Paraguai possa vender metade de sua energia excedente atual para cada um dos países.

7.1 Comprimento das Linhas de Transmissão (LT)

Para fins de simplificação na mensuração do comprimento que cada LT, será assumido uma linha reta que liga a estação de Itaipu até as cidades de (i) Buenos Aires (Argentina), (ii) Santiago (Chile) e (iii) São Paulo (Brasil), que são os maiores centros consumidores dos respectivos países [36], [37] e [38].

A Tabela abaixo apresenta as distancias obtidas pela ferramenta Google Earth® [39].

Tabela 4 – Distância em Km e Milhas de Itaipu até os principais centros de consumo

Linha de Transmissão	Km	Milhas
Itaipu - Santiago (Chile)	1784	1109
Itaipu - Buenos Aires (Argentina)	1069	664
Itaipu - São Paulo (Brasil)	818	508

7.2 CAPEX

Segundo o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) realizado pela CPFL e GESEL, principais fatores influentes na formação dos custos de transmissão são: (i) Distâncias médias envolvidas no desenvolvimento dos corredores de transmissão ii. Densidade de carga dos subsistemas atendidos pelas redes de transmissão iii. Modalidade de transmissão (aérea x subterrânea) iv. Níveis de tensão característicos v. Legislação ambiental. vi. Existência de regiões protegidas ao longo das rotas Projeto vii. Permissão ou não para uso da faixa de passagem (Servidão) viii. Custo de Oportunidade de Capital ix. Origem dos Insumos (nacional x importado) x. Regime Cambial xi. Nível de competição (insipiente x acirrada) xii. Equipamentos (cadeia industrial) xiii. Evolução Tecnológica na transmissão propriamente dita. xiv. Infraestrutura xv. Existência de mão de obra qualificada para construção e operação das Linhas de Transmissão e Subestações xvi. Nível de automação dos Sistemas [40].

No caso de Itaipu, tem-se ainda que ser analisada a questão da frequência da corrente elétrica adotada entre os diferentes países. Na tabela abaixo podemos verificar que, dos 3 países que apresentaram maiores potenciais para aquisição da energia, apenas o Brasil possui frequência de 60 Hz, enquanto os demais apresentam de 50 Hz.

Tabela 5 – Frequência operativa do sistema elétrico do Paraguai e dos 3 países que apresentaram melhores oportunidades de compra da energia

	Frequência operativa do sistema elétrico
Argentina	50 Hz
Brasil	60 Hz
Chile	50 Hz
Paraguai	50 Hz

Tomando como referência, dados públicos oriundos dos leilões de transmissão realizados pela Aneel entre 1999 e 2009 [41] [42], são apresentados abaixo os custos de investimento para os lotes do leilão de 2002 e, na última linha é apresentado o custo médio para todas as obras de LT realizadas no Brasil entre 1999 e 2009, as quais incluem as linhas de cima, mas contabilizam outras construções não apresentadas na Tabela. Todos os valores originais foram trazidos a valor presente de sua data base para jan/2021 a partir do índice IPCA (IBGE) e posteriormente, convertido de reais para dólares americanos pela cotação de 10/01/2021.

Tabela 6 – CAPEX em US$/km trazidos a Valor Presente (VP) para 01/2021 de obras de LT no Brasil

LOTE	LINHA	Extensão [km]	Tensão [kV]	CAPEX VP em 01/2021 [R$/km]	CAPEX VP em 01/2021 [US$/km]
Lote A	LINHAS CAMPOS NOVOS / LAGOA VERMELHA; LAGOA VERMELHA / SANTA MARTA (SC/RS)	130	230	813.012	150.146
Lote B	LINHAS URUGUAIANA / MAÇARAMBÁ; MAÇARAMBÁ/ SANTO ÂNGELO; SANTO ÂNGELO / SANTA ROSA (RS)	386	230	834.439	154.103
Lote C	LINHAS CAMPOS NOVOS / LAGOA VERMELHA; LAGOA VERMELHA / SANTA MARTA (SC/RS)	230	230	699.561	129.194
Lote D	LINHA VILA DO CONDE / SANTA MARIA (PA)	179	230	938.461	173.314

Lote E	LINHA TIJUCO PRETO/ CACHOEIRA PAULISTA (SP)	181	500	2.218.286	409.669
Lote F	EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO NORTE / NORDESTE C4 (PA/MA),	468,3	500	2.341.396	432.405
Lote G	LINHA ITUMBIARA / MARIMBONDO (MG)	212	500	2.474.621	457.009
Lote H	LINHA PARAÍSO / AÇU (RN)	135	230	664.809	122.776
-	Todas as linhas construídas no Brasil de 1999 a 2009	26000	-	956.128	176.576

Desta forma, para fins deste trabalho, onde será simulado uma a construção de uma linha de 500 kW, será considerado o CAPEX médio dos lotes E, F e G para fins de análise de viabilidade financeira, ou seja, o valor de 433.028,00 US$/ km.

7.3 OPEX

Segundo avaliação dos atributos no segmento de transmissão e seus impactos nos custos de Operação & Manutenção (O&M) realizado pela Thymos Energia, dentre os fatores que possuem maior relevância estão: (i) Idade média dos ativos, (ii) Declividade média, (iii) Densidade média de descargas, (iv) Intersecção com terras indígenas e unidades de conservação, (v) Altura média da vegetação, (vi) Precipitação acumulada anual, (vii) incidência de queimadas e (viii) Acessibilidade [43].

A tabela a seguir mostra os valores de O&M médio anuais de 4 LT da empresa ISA CTEEP que operam em 440 kV [43]. Todos os valores originais foram trazidos a valor presente de sua data base para jan/2021 a partir do índice IPCA (IBGE) e posteriormente, convertido de reais para dólares americanos pela cotação de 10/01/2021.

Tabela 7 – Custos de O&M em US$/km trazidos a Valor Presente (VP) para 01/2021 de obras de LT no Brasil

LT / Dados	ILSUMIR2 4402	MIR2ARAR 4402	GETUBAUR 4402	ILSUBAUR 4402
Entrada em Operação	31/10/1976	12/11/1973	19/06/1969	31/10/1976
Extensão em km	212	167	90	325
O&M 2015 [US$]	57.467,26	102.457,26	71.230,68	163.405,69
O&M 2016 [US$]	63.551,13	71.665,27	32.626,46	21.889,37
O&M 2017 [US$]	50.430,15	142.685,57	98.617,26	244.379,83
Custo médio anual US$ / km	**269,57**	**632,35**	**749,91**	**440,69**

Como estas linhas possuem mais de 30 anos de operação, os seus custos de O&M são maiores do que LT em recém construídas [43]. Desta forma, será utilizado como custo de O&M nas análises de viabilidade economica o menor valor dentre os quatro, 269,57 US$/km.

7.4 Receitas anuais

Para se calcular as receitas anuais de cada empreendimento, primeiramente define-se o volume de energia a ser comercializado anualmente em MWh. Como premissa, será considerado que o Paraguai irá estudar a viabilidade de comercialização de aproximadamente metade de seu excedente anual. Conforme dados extraídos do relatório anual de Itaipu de 2019 [44], o volume excedente médio dos últimos 5 anos analisados foi de 32.537.376 MWh.

Tabela 8 – Produção anual da UHE de Itaipu e média do volume excedente paraguaio no período

Ano	Total Gerado [GWh]	Consumo Brasil [GWh]	Consumo Paraguai [GWh]	Energia excedente Paraguai [GWh]
2015	87.359	76.870	10.489	33.191
2016	100.656	89.614	11.042	39.286
2017	94.375	81.104	13.271	33.916
2018	94.565	79.730	14.835	32.448
2019	77.812	62.752	15.060	23.846
Média	**90.953**	**78.014**	**12.939**	**32.537**

Desta forma o volume utilizado como venda nas análises de viabilidade econômica será de 16.268,5 GWh anuais e as receitas dos projetos são calculadas pela multiplicação deste volume anual comercializado pelos preços nos diferentes mercados.

7.5 Resultados

A tabela a seguir resume as principais premissas utilizadas nos projetos:

Tabela 9 – Principais premissas utilizadas nos cálculos de viabilidade econômica

Projeto / Dados	Paraguai - Brasil	Paraguai - Argentina	Paraguai - Chile
Extensão da LT [Km]	818	1069	1784
CAPEX [US$ / km]	433.028	433.028	433.028
CAPEX [US$]	0	462.906.932	772.521.952
OPEX Anual [US$ / km]	269,57	269,57	269,57
OPEX Anual [US$]	220.511	288.174	480.919
Volume de Energia Anual [MWh]	16.268.500	16.268.500	16.268.500

Preço de venda [US$/MWh][1]	45,09 | 39,11 ACL ACR	55,6 | 47,53 ACL ACR	70,15 | 35,38 ACL ACR
Taxa de desconto anual	9%	9%	9%
Período do projeto	25 anos	25 anos	25 anos

A tabela abaixo apresenta os resultados das análises de viabilidade técnica e econômica. Vale ressaltar que nos projetos do Brasil, o CAPEX foi considerado igual a zero pois as linhas de transmissão já existem hoje para realização da venda, porém, os custos de O&M foram considerados normalmente. Já no projeto Paraguai- Argentina, foram rodados dois cenários, o primeiro considerando o CAPEX de US$ 462,9 milhões e o segundo considerando CAPEX igual a zero. Pois, atualmente a Argentina já possui infraestrutura de transmissão para possibilitar uma pequena parte da venda do excedente Paraguaio. Por fim, vale ressaltar que foi adotado o modelo de tributação brasileiro para uma empresa enquadrada como lucro real na realização dos cálculos.

Tabela 10 – Cálculo de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e tempo de retorno de cada projeto

Projeto	Mercado	VPL (em milhões US$)	TIR	Tempo de Retorno (Anos)
Paraguai - Brasil	ACL	2.905	-	0
Paraguai - Brasil	ACR	2.314	-	0
Paraguai -Argentina C/CAPEX	ACL	2.990	76%	2
Paraguai -Argentina C/CAPEX	ACR	2.218	59%	2
Paraguai -Argentina S/CAPEX	ACL	3.453	-	0

[1] ACL significa Ambiente de Contratação Livre, ou mercado atacadista de energia enquanto o ACR significa Ambiente de Contratação Regulado.

Paraguai -Argentina S/CAPEX	ACR	2.681	-	0
Paraguai - Chile	ACL	2.824	47%	3
Paraguai - Chile	ACR	(-463)	0	25

Dos resultados, é possível verificar que o projeto realizado para o Chile foi o que apresentou menor atratividade financeira, tanto para o mercado ACL como para o ACR, isto ocorreu mesmo a despeito de o preço ACL histórico chileno ser quase que quase 30% superior aos preços ACL brasileiros e argentinos.

Já a atratividade do projeto de venda para a Argentina, possui o maior VPL quando considerado um projeto sem CAPEX, ou seja, um projeto que utilize apenas a infraestrutura de transmissão já existente. Isto demonstra que o Paraguai, deve comercializar já a partir de maior de 2023 uma parcela de sua energia excedente no mercado argentino, seja no ambiente livre, seja no ambiente regulado.

Quando comparado a atratividade de venda da energia para o Brasil, onde não é necessário nenhum CAPEX pois, toda a infraestrutura necessária já existe e está em operação, com a atratividade do projeto de venda para a Argentina com CAPEX, tem-se que, para ambos os mercados ACL e ACR os valores de VPL ficam muito próximos uns dos outros sendo que o projeto brasileiro demonstrou ser mais vantajoso para venda no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) enquanto o Argentino demonstrou-se ligeiramente mais vantajoso para venda da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Por fim ressalta-se que nas oito simulações realizadas, os projetos que consideraram negociações no mercado ACL foram significativamente mais atrativos quando comparado com o respectivo projeto negociado no mercado ACR. Porém, atrelado ao retorno maior, o mercado ACL também traz maiores riscos e uma grande volatilidade mensal dos retornos para o Paraguai.

8. CONCLUSÕES

Após 50 anos da assinatura do tratado de Itaipu na cidade de Brasília, este chegará ao seu término em 26 de abril de 2023. Nesta ocasião, chegará ao término também todas as dívidas e parcelas do financiamento desta grande obra binacional que ainda é a usina com a maior geração anual histórica do mundo.

Com o término do tratado, também acabará algumas condições contratuais que o Paraguai almeja há anos, tais, como, acabará a exclusividade de venda de energia excedente apenas ao outro país e o preço da energia cedida pelo Paraguai poderá ser renegociado e ajustado para patamares mais condizentes com o seu real valor de mercado.

Neste contexto, foi levantado durante o trabalho, as condições técnicas e mercadológicas de 6 países vizinhos ao Paraguai que podem se interessar em uma eventual aquisição da energia paraguaia excedente de Itaipu, chegando-se às seguintes conclusões.

O Uruguai possui pouca predisposição em ofertar preços que sejam maiores do que o de outros países como Argentina, Chile e Brasil. Este aspecto mercadológico ainda está aliado a dificuldade transfronteiriça em uma eventual transação pois, uma vez que os países não possuem divisas em comum, a venda teria de ser intermediada pelo Brasil ou Argentina. Assim, do ponto de vista mercadológico e técnico, conclui-se que, dificilmente o Paraguai realizará alguma venda de energia para o Uruguai nos próximos anos.

A Colômbia, embora seja a terceira maior importadora de energia da América do Sul, está demasiadamente distante do Paraguai o que excluí também do ponto de vista técnico e consequentemente mercadológico, pois existe uma correlação técnica na negociação comercial, a probabilidade de o Paraguai realizar acordos com este país é extremamente baixa.

Embora o Chile apresente a maior média de preços no mercado atacadista de energia entre os países analisados, principalmente no sistema SIC que chegou a 70,15 US$/MWh quando corrigido pelo IPC a valores presentes, identifica-se quatro pontos importantes a considerar: (i) o VPL e a TIR de um projeto de construção das linhas de transmissão e demais componentes elétricos

foi o menor de toda a amostra, mesmo quando comparado apenas os mercados ACL dos países (onde o preço do mercado chileno foi o maior). Isto ocorreu basicamente por conta da grande distância a ser vencida na transmissão (ii) o histórico de preços spot do SIC não garante a mesma performance futura, (iii) atrelado a este alto preço no mercado atacadista, está uma alta volatilidade e baixa previsibilidade de receitas mensais e (iii) o chile não faz fronteiras diretamente com o Paraguai, desta forma uma eventual venda deste para aquele, terá de ser realizada pelo intermédio da Argentina por exemplo. Desta forma, conclui-se ser pouco provável que o Paraguai comercialize sua energia excedente com este país nos próximos anos, ou enquanto estas condições de contorno permanecerem. Já os preços dos leilões regulados, os quais podem ser adotados como o custo marginal de expansão do país, estão em patamares relativamente baixos, 35,38 US$/MWh em valores correntes o que torna inviável economicamente a construção das LTs para venda da energia no mercado regulado.

Em contrapartida, a Argentina é um país que já possuí alguma infraestrutura elétrica para receber uma parte da energia do Paraguai e, mercadologicamente, tem condições de oferecer preços maiores que o próprio Brasil pois, tanto o preço spot histórico a valor presente quando os preços dos leilões regulados (os quais podem ser adotados como o custo marginal de expansão do país), estão 10 US$/MWh mais altos que as mesmas métricas no mercado brasileiro. Esta diferença pode representar ao Paraguai uma receita adicional de US$ 300 milhões por ano. Além dos dois aspectos favoráveis, existe ainda um terceiro, que é a proximidade política e diplomática no que diz respeito a assuntos energéticos oriunda da usina binacional de Yacyretá. Neste sentido, as análises de viabilidade econômica mostram que, mesmo a despeito de um CAPEX de US$ 463 milhões, o VPL de um projeto de transmissão de Itaipu para Buenos Aires é praticamente o mesmo que um projeto similar para o Brasil sem a necessidade de CAEPX. Para a comercialização de um volume de energia em que se aproveite a infraestrutura já existente o VPL para o projeto de venda para a Argentina superou significativamente o VLP dos projetos de venda para o

Brasil. Por todo este contexto, conclui-se que existe uma altíssima probabilidade de o Paraguai vender ao menos uma parte de sua energia à Argentina em que se aproveite 100% da infraestrutura já existente e, existe ainda a viabilidade técnica e econômica de o Paraguai aumentar a capacidade de transmissão entre os países, mesmo para se realizar a venda no mercado regulado (ACR) onde o VPL seria menor que no mercado atacadista (ACL).

Neste sentido, o Brasil já possui toda a infraestrutura técnica para receber a energia excedente do Paraguai de tal sorte que, comercialmente, pode existir uma tendência de o país levar alguma vantagem competitiva em caso de empate comercial com outros países. Ainda assim, ressalta-se que o mercado livre de energia brasileiro está ligeiramente menos atrativo que o argentino, ou seja, caso o Paraguai opte por arriscar uma parcela de sua energia neste mercado de maior volatilidade, ele poderá dar preferência ao mercado argentino. Em contrapartida, em caso de negociações no mercado regulado, onde os riscos e a volatilidade são menores, o custo marginal de expansão médio dos últimos 7 leilões ocorridos no Brasil resultou em 39,11 US$/MWh, sendo este um bom referencial para negociação por ambos os países. Cumpre salientar que, para fontes eólicas o preço médio foi 23,25 US$/MWh enquanto os de fontes hídricas foi de 55,12 US$/MWh.

Quanto a hipótese de o Paraguai cessar as exportações de energia para se desenvolver industrialmente, o presente trabalho traz uma boa referência de quais são os custos de oportunidade que o Paraguai terá de contabilizar para tomar este tipo de decisão. Contudo, ressalta-se que, para que o país absorva a totalidade de sua cota parte da energia gerada em Itaipu, ele terá de realizar altos investimentos em infraestrutura não apenas energética, mas de construção civil e de transportes para escoamento de bens industrializados. Neste caso, acredita-se ser sensato, que seja realizada esta transição estratégica de forma gradual e planejada, o que pode levar em torno de 10 anos. Caso esta estratégia seja adotada, deve-se ainda levar em consideração o impacto que um eventual risco diplomático pode causar na economia, visto que o Paraguai não possui

escoamento marítimo, dependendo de sua relação com os países vizinhos para a exportação de seus bens por este modo.

Em resumo, há uma grande probabilidade de o Paraguai manter uma parcela de sua energia sendo vendida ao Brasil a preços que devem orbitar os 40 US$/MWh. Como parte de uma estratégia de diversificação de riscos, também há uma grande probabilidade de o Paraguai vender outra parte para o mercado regulado Argentino a preços que devem ficar próximos aos negociados com o Brasil. Para fins didáticos de aprendizado e diversificação de riscos, é possível que o Paraguai negocie uma pequena parte de sua energia nos mercados atacadistas brasileiro e argentino, porém se isto ocorrer, será através de contratos de longo prazo com preços prefixados ao invés de se ficar exposto no mercado spot. De acordo com os resultados do trabalho, existe pouca predisposição mercadológica e técnica para se realizar grandes volumes de venda ao Chile pois, ao invés de investir em uma ligação transfronteiriça Chile-Paraguai, talvez seja mais rentável ao Chile melhorar as interligações internas de seu país, enquanto para o Paraguai seria inviável bancar com a interligação dado o preço de venda no mercado regulado chileno ser mais baixo que no Brasil e Argentina.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] https://www.saltogrande.org/tribunal_arbitral.php

[2] https://www.eby.gov.py/index.php/14-central-hidroelectrica/4246-caracteristicas-tecnicas

[3] https://www.niagarafallsinfo.com/niagara-falls-history/niagara-falls-municipal-history/boundary-waters-treaty/

[4] Sir Adam Beck Hydroelectric Generating Stations - Wikipedia

[5] https://en.wikipedia.org/wiki/Robert_Moses_Niagara_Power_Plant

[6] PIDA Projects Dashboard | Virtual PIDA Information Centre (au-pida.org)

[7] https://en.wikipedia.org/wiki/Grand_Ethiopian_Renaissance_Dam

[8] https://www.water-technology.net/projects/grand-ethiopian-renaissance-dam-africa/

[9] https://en.wikipedia.org/wiki/Ruzizi_III_Hydroelectric_Power_Station

[10] Regional Rusumo Falls Hydroelectric Power Project II (au-pida.org)

[11] https://en.wikipedia.org/wiki/Batoka_Gorge_Hydroelectric_Power_Station

[12] CURIHUENTRO, S. G. N. Análise Regulatoria de Casos de Implementação de uninas Hidreletricas Binacionais: Levantamento Historico e Projejoes para o Futuro, 2015

[13] https://www.itaipu.gov.br/

[14] ANEXO C AO TRATADO DE ITAIPU, Bases Financeiras e de Prestação dos Serviços de Eletricidade da ITAIPU. (Brasília, 26.04.1973)

[15] Soria, M. A.Z. Usina de Itaipu: Integração energetica entre Brasil e Paraguai (2012)

[16] Vianna, L. F. A Importância de ITAIPU para o Brasil e o Paraguai. Energia Em foco 2017.

[17] https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao

[18] De Paula, O. F. A Política Externa Brasileira e as Relações com o Paraguai: A Revisão do Tratado de Itaipu.

[19] BRASIL. Ministério das Relações Exteriores. Declaração conjunta dos senhores presidentes da República Federativa do Brasil e da República do Paraguai: construindo uma nova etapa na relação bilateral. SCI: Sistema Consular Integrado, Assunção, 25 jul. 2009. Disponível em: . Acesso em: 18 out. 2014.

[20] Cancelamento de acordo deve aumentar 'conta pendurada' de Itaipu para US$ 130 milhões - 01/08/2019 - Mundo - Folha (uol.com.br)

[21] https://www.itaipu.gov.br/sites/default/files/af_df/demonstracoes_contabeis_4T2019.pdf

[22] Microsoft Power BI

[23] https://www.cier.org/es-uy/Paginas/Home.aspx

[24] https://www.cnea.gob.ar/es/publicaciones/sintesis-mem-2019/

[25] https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-5-31

[26] https://cammesaweb.cammesa.com/energias-renovables/

[27] https://es.wikipedia.org/wiki/Interconexi%C3%B3n_el%C3%A9ctrica_de_Chile

[28] https://energia.gob.cl/

[29] https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/estados-unidos/inflacion-historica/ipc-inflacion-estados-unidos-2020.aspx

[30] https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas

[31] https://www.ccee.org.br/

[32] https://www.dcide.com.br/

[33] https://www.aneel.gov.br/

[34] https://adme.com.uy/mme_admin/sancionado.php

[35] https://www.ine.gub.uy/

[36] https://pt.wikipedia.org/wiki/Demografia_da_Argentina

[37] https://pt.wikipedia.org/wiki/Chile#Demografia

[38] https://pt.wikipedia.org/wiki/Demografia_do_Brasil

[39] https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/

[40] Projeto De P&D “Panorama E Análise Comparativa Da Tarifa De Energia Elétrica Do Brasil Com Tarifas Praticadas Em Países Selecionados, Considerando A Influência Do Modelo Institucional Vigente”, CPFL, 2015

[41] Concessões de novas linhas de transmissão leiloadas com sucesso - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14844244&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=concessoes-de-novas-linhas-de-transmissao-leiloadas-com-sucesso&inheritRedirect=true

[42] Custo de transmissão sobe 500% em 10 anos - Economia - Estadão (estadao.com.br)

[43] Avaliação dos Atributos no Segmento de Transmissão e seus Impactos nos Custos de Operação & Manutenção, Tymos, ISA, CTEEP,2018

[44] RELATÓRIO ANUAL ITAIPU BINACIONAL, 2019, https://www.itaipu.gov.br/sites/default/files/af_df/RELATORIO_ANUAL_ITAIPU_2019.pdf

ANÁLISE SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DOS RED NO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO DO CETENS UTILIZANDO *SOFTWARE SYSTEM ADVISOR MODE* (SAM)

Clenilton Alves[1]; Gabriele Costa Gonçalves[1]; Luiz Henrique Santos Silva[1]; Consuelo Cristina Gomes Silva[1]

[1]*Universidade Federal do Recôncavo da Bahia*

RESUMO

A energia elétrica dentre todas as formas de energia consumida pela humanidade, pode ser considerada a mais importante, pois, por meio dela foi possível gerar diversas modificações em vários setores e aspectos, como, por exemplo, a modernização de centros comerciais, industriais e o aprimoramento na comunicação real e virtual. O setor elétrico está passando por diversas renovações, de modo a impulsionar a geração de energia elétrica através de fontes renováveis, com isso, surgiram os Recursos Energéticos Distribuídos (RED). O presente artigo apresenta uma análise técnica sobre a implantação desses recursos na Universidade Federal do Recôncavo da Bahia (UFRB) no Centro de Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade (CETENS) situado na cidade de Feira de Santana-BA. Foi realizado um levantamento de cargas do sistema de iluminação do CETENS e em seguida aplicou-se a estratégia dos RED por meio de Simulação (SAM). Com base na simulação realizada, foi possível concluir que, a aplicação dos RED deve ser considerada como uma alternativa futura, uma vez que proporcionou uma redução de aproximadamente 87% no consumo de energia elétrica e permitiu a difusão da GD, tendo em vista que é a tecnologia protagonista do sistema.

Palavras-chave: Recursos energéticos distribuídos; Energia; Geração distribuída; Fontes renováveis.

ABSTRACT

Electric energy, among all the forms of energy consumed by humanity, can be considered the most important, because through it it was possible to generate several changes in various sectors and aspects, such as, for example, the modernization of commercial and industrial centers and the improvement in real and virtual communication. The electric sector is with this energy to boost several renovations, in the generation of through renewable sources, with this energy resources, emerged. This article presents a technical analysis on the implementation of these resources in Universidade Federal do Recôncavo da Bahia (UFRB) at Centro de Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade (CETENS) located in the city of Feira de Santana-BA. A load survey of the CETENS lighting system was carried out and then the RED strategy was applied through Simulation (SAM). Based on the simulation carried out, it was possible to conclude that the application of RED should be considered as a future alternative, since it provided a reduction of approximately 87% in electricity consumption and allowed the diffusion of DG, considering that it is the system's protagonist technology.

Keywords: Distributed energy resources; Energy; Distributed generation; Renewable sources.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para a qualidade de vida da humanidade e para os meios produtivos, pois, com ela é possível fazer diversas modificações em vários setores e aspectos e com sua crescente demanda nasce uma necessidade por fontes de energia renováveis, por exemplo, energia solar e eólica (EPE, 2018).

Diante dessa demanda, torna-se necessário, a utilização de novas formas de produção e planejamento energético. Em busca por uma produção sustentável, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vem estudando alternativas para o setor energético. Com isso, os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) apresentam potencial disruptivo no setor energético mundial,

dentre esses recursos estão as tecnologias de Geração Distribuída (GD), Armazenamento de Energia, Resposta da Demanda (RD) e Eficiência Energética, que estão em grande desenvolvimento nos últimos tempos (EPE, 2019).

A Universidade Federal do Recôncavo da Bahia (UFRB), também têm demonstrado crescente preocupação com o setor energético, uma vez que criou o Centro de Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade (CETENS), na cidade de Feira de Santana - BA. (UFRB, 2017).

Neste contexto, os sistemas de planejamento de energia proporcionam mudanças significativas ao setor elétrico, pois permitem que os consumidores optem por perfis de consumo conforme a sua necessidade no sistema elétrico de modo flexível. Com isso, o estudo apresenta que por meio de simulação, a utilização dos RED's podem ser aplicados a fim de minimizar o consumo de energia elétrica, para isso o National *Renewable Energy Laboratory* – NREL dos EUA desenvolveu um *software* gratuito capaz simular dados de um planejamento energético, denominado *System Advisor Model*- SAM.

2. CONCEITOS BÁSICOS

2.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Segundo a EPE (2019), os RED's permitem a descentralização dos sistemas elétricos e podem ser definidos como tecnologias ou recursos de geração de eletricidade e armazenamento conectados a um sistema de distribuição local. Os RED's são um conjunto de recursos que podem ser divididos em quatro principais aspectos:

I. Geração Distribuída (GD);
II. Armazenamento de Energia;
III. Eficiência Energética;
IV. Resposta da Demanda.

O surgimento desses recursos está acontecendo devido ao crescimento da preocupação com o meio ambiental, estimulando o consumidor a procurar uma matriz energética mais limpa. Além disso, outro fator que impulsiona a

chegada dos recursos distribuídos é a participação dos consumidores de energia, que passaram a demonstrar um comportamento mais ativo, ou seja, no gerenciamento de sua própria eletricidade, ou a possibilidade de geração de sua própria energia (FGV, 2016).

2.2 Software System Advisor Model (SAM)

A realização da simulação do cenário proposto foi com o auxílio do software *System Advisor Model* (SAM), sendo um software gratuito da empresa National Renewable Energy Laboratory (NREL). O SAM é um software projetado para facilitar a tomada de decisões para indivíduos envolvidos no setor de energia renovável (NREL, 2021).

O SAM é executado no Windows e OS X com uma linguagem de programação C ++ visual. O SAM usa entradas como categoria de módulo, especificações do inversor, projeto de sistema, gravações, vida útil, bancos de baterias. O gráfico e a tabela de simulação SAM podem ser exportados para arquivos do Excel ou texto (NREL, 2015).

3. METODOLOGIA

O presente estudo é classificado como pesquisa científica aplicada, uma vez que tem como objetivo a geração de conhecimentos para aplicação prática dirigida à solução de problemas específicos (SILVA & MENEZES, 2001).

Segundo FERRARI (1974), apesar da finalidade prática da pesquisa, ela “pode contribuir teoricamente com novos fatos para o planejamento de novas pesquisas”.

Nesse contexto, foi realizada uma pesquisa bibliográfica, além de um levantamento da carga de energia elétrica consumida pela iluminação dos prédios do Centro e em seguida foi aplicada a estratégia dos Recursos Energéticos Distribuídos para iluminação do Cetens através da simulação do *software* System Advisor Model (SAM).

De acordo com o fluxograma ilustrado na Figura 1, foram adotadas as seguintes etapas:

1. Escolha do local de instalação: O local onde o sistema fotovoltaico será instalado é escolhido, com isso é possível inserir dados de recursos solares que podem ser encontrados no site da NREL.
2. Escolha dos equipamentos: os equipamentos são selecionados neste segundo estágio. O SAM inclui um banco de dados de módulos e inversores de diversos fabricantes. Nessa etapa também é definida a potência do banco de baterias.
3. O projeto do sistema: o número de módulos por string e os strings em paralelo são definidos. O espaçamento entre fileiras e o ângulo de inclinação são configurados de acordo com as características da cidade.
4. A simulação: O sistema fotovoltaico configurado é simulado, ou seja, é obtida a quantidade de energia gerada pelo sistema no primeiro ano de operação, além disso é possível obter outros valores, como o fator de capacidade, o rendimento energético e a relação de desempenho.
5. Processamento de resultados: Os resultados são organizados e calculados.
6. Análise: Os resultados são analisados e as conclusões são obtidas.
7.

Figura 1 – Fluxograma da metodologia

3.1 Centro de Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade (CETENS)

A pesquisa em questão foi realizada no ano de 2018, no CETENS, a sua criação aconteceu em agosto de 2011, na cidade de Feira de Santana-BA, sendo sua coordenada: latitude: -12.254223649079044 e longitude: -38.925806772625286, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Vista de cima no Google Maps do CETENS (Fonte: Google Maps (2022)

Para que as avaliações da adoção de novas tecnologias fossem realizadas, foi necessário fazer uma análise da planta do CETENS, identificando as áreas investigadas e como o estudo de cada uma delas seria esquematizado. As áreas foram definidas conforme apresentado na Figura 3.

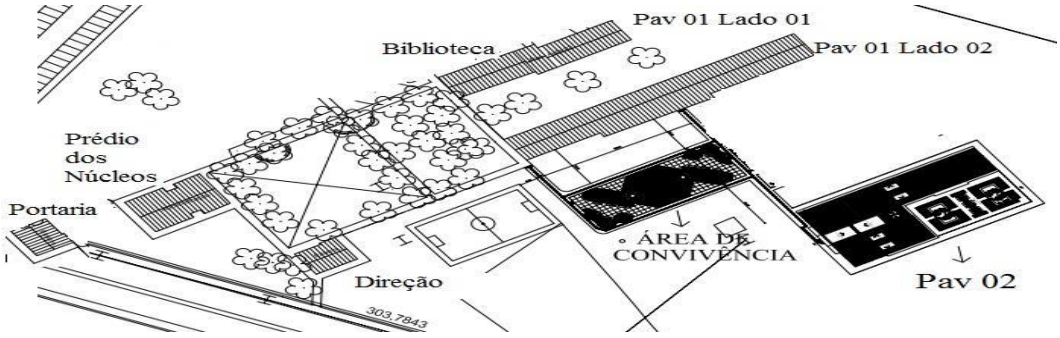


Figura 3 – Planta do CETENS

A Tabela 1 mostra as características do conjunto de iluminação, do levantamento feito no ano de 2018, que possuem lâmpadas tubulares fluorescentes, com potências de 36W.

Tabela 1 –Dados das lâmpadas por prédios

Prédios	Potência (W)	Unidades
Prédio Gabinetes	36	50
Pavilhão 01 Lado 1	36	42
Pavilhão 01 Lado 02	36	80
Pavilhão 02	36	160
Prédio da Direção	36	24
Prédio dos Núcleos + Portaria	36	48
Prédio da Biblioteca	36	40

Com base na potência de cada lâmpada e quantidade realizou-se o cálculo da potência total, e consequentemente calculou o horário de funcionamento do Centro. Logo, foi encontrado o consumo mensal de 3367,7 kWh utilizando a Equação 1.

$$Consumo = \frac{Pot.em\ Watts\ x\ horas\ de\ funcionamento}{1000} \quad Equação\ (1)$$

3.2 Simulação

Para a realização da simulação, foram adotadas as características da cidade de Feira de Santana - BA. O módulo fotovoltaico utilizado para as simulações foi o módulo da fabricante Canadian Solar e modelo CS3U - 395P, com máxima potência de entrada 395.240 Wdc, com inclinação de 18° e azimute de 0°. O inversor selecionado foi o da fabricante Canadian Solar modelo CSI – 3000 TL.

A bateria presente no sistema foi a de íon de lítio: óxido de níquel, manganês e cobalto (lithium ion: nickel manganese cobalt oxide NMC), pois

ocupa menor espaço, e é uma tecnologia utilizada em carros elétricos (Rodríguez e Consoni).

Os principais dados de configuração para a simulação do sistema podem ser encontrados na Tabela 02. Com isso, foi possível dimensionar a potência do sistema fotovoltaico e a capacidade de armazenamento mediante uma análise com o *software System Advisor Model*.

Tabela 2 – Parâmetros de simulação

Consumo total mensal (KWh)	**Potência sistema fotovoltaico (kWp)**	**Capacidade de Armazenamento (kWh)**
3367,7	22,93	43

Com o dimensionamento do armazenamento, o SAM permite que o usuário opere o despacho de carga do banco de baterias com o período que mais se adequa à realidade, que podem ser distribuídos ao longo das horas do dia, e também permite uma distribuição separada para o fim de semana. (MALAGUETA; DIEGO, 2013 apud KALBERMATTER, 2017).

Na figura 4, demonstra as configurações para os bancos de baterias de segunda a sexta, pois não serão utilizados aos finais de semana, visto que, a tarifa branca não é aplicada. Para o armazenamento de carga foi feito uma configuração para carregar o sistema de baterias durante a geração do sistema fotovoltaico (Período 2) das 9h às 16h. O despacho foi configurado para os horários intermediário e ponta (Período 1) que tem início às 16:00h e fim às 20:59h, mas o despacho continua até iniciar novamente o carregamento e fechando o ciclo.

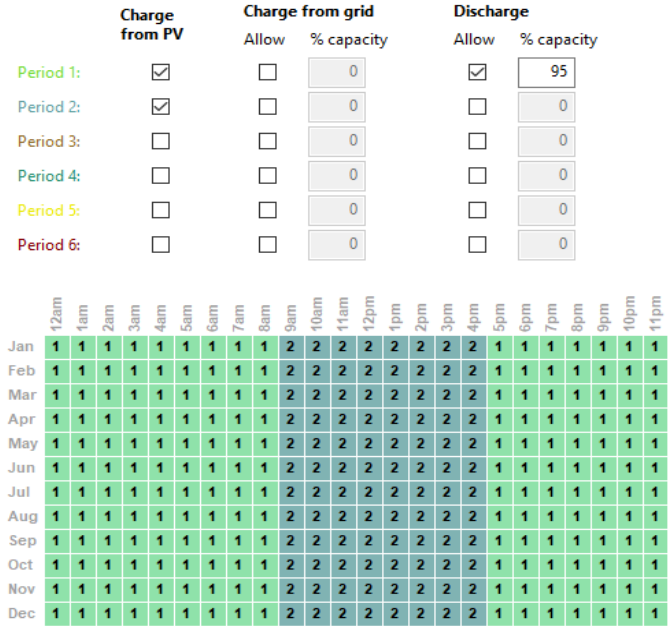


Figura 4 – Configuração de despacho

4. RESULTADOS

Com base na tabela 3, em que são apresentados os dados de produção mensal de energia elétrica gerada pelo sistema simulado, a qual contém as informações de consumo do Centro e a quantidade de energia gerada pelo sistema, é possível afirmar que, os dados mensais da produção de energia do Centro, demonstram que a produção de energia nos meses de junho a outubro, são maiores quando comparadas a produção dos outros meses, sendo que, nos meses de agosto e setembro a produção supera o consumo médio mensal.

Tabela 3 – Configurações de Potência

Mês	Consumo médio Mensal (kWh)	Geração do Sistema (kWh)
JAN	3367,65	2560,41
FEV	3367,76	2611,07
MAR	3367,65	2900,41
ABR	3367,72	2882,19
MAI	3367,65	2770,61
JUN	3367,72	3050,08

JUL	3367,65	3306,03
AGO	3367,65	3417,31
SET	3367,72	3428,08
OUT	3367,65	3167,15
NOV	3367,72	2527,28
DEZ	3367,65	2705,16
Média	3367,68	2943,82

Na Figura 5, são ilustradas as curvas referentes a geração de energia do sistema e o consumo da distribuidora, em que a linha azul se refere a carga do sistema e a laranja a da distribuidora. E pode-se verificar também, que as horas dos índices de produção do sistema proposto superam o consumo, sendo das 12h até às 17h e tendo um pico maior das 17h às 20h, isso por conta do banco de baterias.

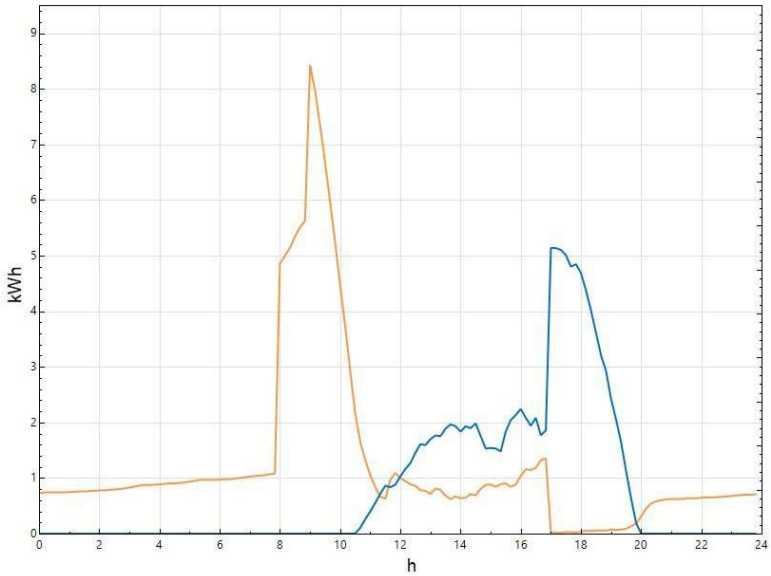


Figura 5 – Perfil anual das curvas de carga

Com base nesses dados obtidos pela simulação do sistema no *software* SAM verificou-se que o sistema gerou uma média de 2943,82 kWh/mês obtendo uma redução no consumo de aproximadamente 87%.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho mostrou um estudo sobre a implementação dos recursos energéticos distribuídos no CETENS, por meio de simulação (*software* SAM). Sendo possível observar que, a inserção dos referidos RED's altera de maneira significativa o desempenho das redes elétricas, e que as combinações dessas tecnologias também permitem que as fontes renováveis sejam utilizadas em maior escala, para a a melhoria na segurança do sistema, como por exemplo, evitando a falta de energia por um determinado tempo com o acionamento do banco de baterias. Além disso, a simulação apresentou uma redução no consumo de 87% contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Com isso, compreende-se que por meio do *software* SAM é permitindo a comparação e o dimensionamento de projetos em diferentes locais e de qualquer potência, sendo de grande utilidade no planejamento inicial de um sistema. Por fim, conclui-se que o estudo teve como intuito, colaborar no sentido de difundir a ideia de planejamento de um sistema energia para que o consumidor tenha o poder de escolha.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Geração Distribuída: Micro e Minigeração Distribuídas. 2021. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/geracaodistribuida. Acesso em: 25 ago. 2021.

Aneel. Resolução normativa nº 687 (2015). Brasília, DF: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf.

Centro de Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade. Feira de Santana - BA: CETENS, 2021. Disponível em: https://www.ufrb.edu.br/cetens/. Acesso em: 20 set. 2021.

CETENS. In: Centro de Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade. Feira de Santana - BA: CETENS, 2021. Disponível em: https://www.ufrb.edu.br/cetens/. Acesso em: 20 set. 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2020: relatório síntese / ano base 2019. Rio de Janeiro: Epe e Mme, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 25 ago. 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2021: relatório síntese / ano base 2020. Rio de Janeiro: Epe e Mme, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 25 ago. 2021.

FERRARI, A. T. Metodologia da ciência. 3. ed. Rio de Janeiro: Kennedy, 1974.

FGV ENERGIA. Recursos Energéticos Distribuídos. Rio de Janeiro: Lavinia Hollanda, 2016. 106 p. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/fgvenergiarecursosenergeticosbook-web.pdf. Acesso em: 15 mai. 2022.

MENKES, Mônica. Eficiência Energética, Políticas Públicas e Sustentabilidade. Brasília. 2004.

NREL. National Solar Radiation Database. 2018. Acesso em: julho de 2018. Disponível em: https://nsrdb.nrel.gov/.

RODRÍGUEZ, Tatiana; CONSONI, Flávia. Uma abordagem da dinâmica do desenvolvimento científico e tecnológico das baterias lítio-íon para veículos elétricos. 23 jun. 2020. Disponível em: https://www.scielo.br/j/rbi/a/FMFXFBVGfxqTBnKKwdVtT3m/?lang=pt#. Acesso em: 16 maio. 2022.

SILVA, E. L. da; MENEZES, E. M. Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação. 2. ed. revisada. Florianópolis: Laboratório de Ensino à Distância, 2001. SOARES, Luiz Fernando Gomes. Modelagem e simulação discreta de sistemas. São Paulo: IME - USP, 1990.

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE MINIGERAÇÃO CONECTADA EM UNIDADE CONSUMIDORA DE MT, COMBINADA COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO O NOVO MARCO REGULATÓRIO

Raul Scapini Weiand[1]; Patrícia Ramis da Costa[1]; Maicon Jaderson Silveira Ramos[1]; Bibiana Maite Petry Ferraz[1]; Mariana Resener[2]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Sul; [2]Simon Fraser University

RESUMO

Neste trabalho, resultados relativos à análise técnica e econômica de minigeração conectada à unidade consumidora de MT, combinada com armazenamento de energia elétrica considerando o novo marco regulatório serão apresentados. A metodologia vigente da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) propõe uma estratégia de tarifação da energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora. A partir de um modelo de circuito, os benefícios de diferentes casos são avaliados. Os resultados obtidos para os estudos de casos reais demonstram o impacto do marco no desempenho econômico do cliente. As propostas apresentadas são: (i) desenvolver um sistema fotovoltaico com o objetivo de suprir parcialmente a demanda; e (ii) a utilização, em associação com os painéis, de sistemas de armazenamento de energia (SAE), que visam atender o consumo total no horário de ponta, em que a energia apresenta custo mais elevado. Por fim, a viabilidade econômica depende da diferença de preço da energia na ponta e fora da ponta e do custo dos sistemas. O faturamento de um dia trabalhado é de R$942,15 por dia. Esse valor diminui para R$680,23 com o custo estimado para o sistema gerador de energia solar *on-grid* com potência de 106 kW de R$322.269,00. O valor diminui ainda mais para R$670,91 com o custo estimado para o sistema de baterias de 160 kWh de R$359.824,00, mais a minigeração, totalizando R$682.093,00.

Palavras-chave: Minigeração; Armazenamento de Energia Elétrica; Marco Regulatório; Sistema de Distribuição.

ABSTRACT

In this paper, results related to the technical and economic analysis of distributed generation connected in a medium voltage consumer unit, combined with electric energy storage considering the new brazilian regulation will be presented. The present methodology of the National Electric Energy Agency (ANEEL) proposes a pricing strategy for active energy injected into the distribution system by the consumer unit. From a circuit model, the benefits of different cases are evaluated. The results obtained for the real case studies demonstrate the impact of the regulation on the client's economic performance. The proposals presented are: (i) to develop a photovoltaic system with the objective of partially supplying the demand; and (ii) the utilization, in association with the panels, of energy storage systems (SAE), which aim to meet total consumption at peak hours, when energy has a higher cost. Finally, economic viability depends on the difference in on- and off-peak energy prices and the cost of the systems. The pricing for a working day is R$942.15 per day. This value decreases to R$680.23 with the estimated cost for the on-grid solar energy generating system with a power of 106 kW of R$322,269.00. The value decreases even further to R$670.91 with the estimated cost for the 160 kWh battery system of R$359,824.00, plus distributed generation, totaling R$682,093.00.

Keywords: Electric Energy Storage; Distributed Generation; Distribution System; Brazilian Regulation.

1. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica têm passado por muitas mudanças ao longo das últimas duas décadas. Ao longo dos últimos anos, os níveis de automação, controle e telecomunicação, subiram consideravelmente. Estes pontos permitiram inúmeras melhorias para operação, planejamento e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Mais recentemente, tem-se um aumento significativo de recursos energéticos distribuídos, com maior destaque para sistemas fotovoltaicos. O modelo brasileiro vigente até então para regular e fomentar a conexão de geração

distribuída no SDEE é o sistema por compensação de créditos. Este modelo foi proposto através da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, onde foi proposto o sistema de créditos de energia para unidades consumidoras com consumo inferior a geração própria mensal. O sistema de crédito tem permitido que a fonte de geração fotovoltaica ganhe escala no Brasil, além de trazer muitos benefícios e desafios para o SDEE e para as empresas de energia elétrica. Ao longo dos últimos anos, o setor elétrico brasileiro, através dos agentes, universidades, clientes, empresas, entre outros, tem discutido o modelo de compensação de créditos gerados através da geração distribuída. Muitos estudos têm mostrado que o modelo vigente precisa ser revisitado para manter a sustentabilidade econômica do seguimento de distribuição de energia. Diante disto, em janeiro de 2022 foi sancionado o Marco Legal da Geração Distribuída, o qual traz uma estrutura de cobrança incremental ao longo do tempo. As cobranças incrementais são relevantes pois permitirão um maior equilíbrio financeiro-tarifário, uma vez que a tecnologia de geração fotovoltaica já está bem consolidada no cenário nacional. Apesar disto, a busca por um retorno financeiro rápido continua sendo um objetivo dos clientes que optam por geração parte ou toda energia elétrica consumida. Este desafio é ainda maior em unidades consumidoras conectadas em média tensão e faturadas na modalidade tarifária binômia (verde ou azul). A motivação deste projeto é explorar o sistema de créditos de energia conjuntamente a sistemas de armazenamento de energia. Devido ao constante aumento no custo da energia elétrica, cada vez mais clientes optam pela instalação de sistema solar fotovoltaico (SSFV). Para que um cliente enquadrado na modalidade tarifária A4 compense 1 kWh consumido no horário de ponta, este deverá injetar uma quantidade de kWh no horário fora ponta que compense a relação entre as tarifas ponta e fora ponta (ANEEL). Diante disto, a utilização de um sistema de armazenamento pode ser interessante para este tipo de cliente. Este projeto tem como objetivo principal desenvolver um sistema capaz de automatizar as melhorias econômicas, armazenando conforme necessidade da carga, horário de ponta ou fora ponta, ou ainda em horário previamente especificado. Com as baterias totalmente

carregadas, o sistema de controle deverá liberar a energia elétrica do SSFV para consumo pelo cliente. Analogamente, durante o horário de ponta o sistema de controle deverá controlar o despacho de energia elétrica das baterias para preservar a vida útil das baterias. O controle gerenciará o SSFV, a carga/descarga das baterias e quando elas poderão descarregar. Este trabalho se propõe a analisar as curvas de descarga de baterias adequadas para a aplicação. A análise foi feita através simulações no software OpenDSS, onde observou-se comportamentos da carga do cliente, da geração de energia elétrica pelo SSFV e carga/descarga das baterias.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, serão abordadas as principais definições e conceitos, os quais embasarão a metodologia proposta.

2.1 Minigeração Distribuída

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

2.2 Compensação

Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

2.3 Grupo A

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, os grupos A e B são definidos. Este trabalho está focado no grupo A. O grupo B é composto de unidades consumidoras com conexão em

tensão menor que 2,3 kV. O grupamento A é composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e subdividido nos seguintes subgrupos:

a) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;

b) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;

c) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;

d) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;

e) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e

f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

2.4 Das Modalidades Tarifárias

A modalidade tarifária convencional é caracterizada por uma única tarifa para o consumo de energia, sem segmentação horária no dia. A modalidade tarifária horária branca é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, sendo segmentada em três postos tarifários:

I - uma tarifa para o posto tarifário ponta;

II - uma tarifa para o posto tarifário intermediário; e

III - uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta.

A modalidade tarifária horária verde é caracterizada por:

I - uma tarifa para a demanda, sem segmentação horária;

II - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta; e

III - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.

A modalidade tarifária horária azul é caracterizada por:

I - uma tarifa para a demanda para o posto tarifário ponta;

II - uma tarifa para a demanda para o posto tarifário fora de ponta;

III - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta; e

IV - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.

2.5 Do Enquadramento

A unidade consumidora do grupo A deve ser enquadrada nas seguintes modalidades tarifárias:

I - no caso de tensão de conexão maior ou igual a 69 kV: horária azul; e

II - no caso de tensão de conexão menor que 69 kV: horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor.

3. METODOLOGIA

O presente estudo visa avaliar o impacto da minigeração combinada com armazenamento de energia elétrica para a economia de uma unidade consumidora de MT. Mediante essa avaliação, busca-se comparar os resultados obtidos para todos os estudos de casos existentes. A metodologia proposta é composta de 3 etapas: (i) definição do circuito, (ii) cálculo do fluxo de potência, (iii) cálculo dos custos; as quais são descritas a seguir.

3.1 Definição do Circuito

A primeira etapa consiste na definição do circuito que representa os elementos reais externos e internos à unidade consumidora. Nesse estágio, define-se a qual grupo, subgrupo e modalidade tarifária o consumidor pertence. Decide-se sua tensão, a demanda contratada, curva de potência, se há minigeração ou armazenamento de energia elétrica conectada à unidade consumidora. De acordo com a Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, a potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica

limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada.

3.2 Cálculo do Fluxo de Potência

Na etapa 2, o processo de cálculo de fluxo de potência é realizado com base na análise do circuito definido. O cálculo de fluxo de potência é, em geral, realizado utilizando-se métodos computacionais para a resolução do sistema de equações e inequações que constituem o modelo da rede.

3.3 Análise Econômica

A análise econômica é o processo executado após as duas etapas. Assim, para uma aplicação generalizada do método, o cálculo do faturamento foi efetuado por:

$$Faturamento\ [R\$] = \sum E_P \times T_P + \sum E_{FP} \times T_{FP} \quad (1)$$

onde E_P e T_P representam, respectivamente, o montante de energia elétrica ativa medido e a soma das tarifas TUSD e TE no posto tarifário ponta, e E_{FP} e T_{FP} representam, respectivamente, o montante de energia elétrica ativa medido e a soma das tarifas TUSD e TE no posto tarifário fora de ponta. Na análise econômica utiliza-se o faturamento bem como os custos estimados na microgeração e armazenamento de energia elétrica, e a taxa mínima de atratividade.

4. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Com o objetivo de analisar técnica e economicamente a minigeração conectada a unidade consumidora de MT, o método proposto foi aplicado ao panorama de um consumidor pertencente ao grupo A e ao subgrupo A4 com modalidade tarifária horária verde. Sua tensão e demanda contratada são, respectivamente, 13,8 kV e 107 kW. A demanda apresentada na Figura 1

considera que o consumo do cliente segue um padrão, ou seja, não há variação de consumo ao longo dos dias, com exceção aos sábados e domingos quando não há demanda.

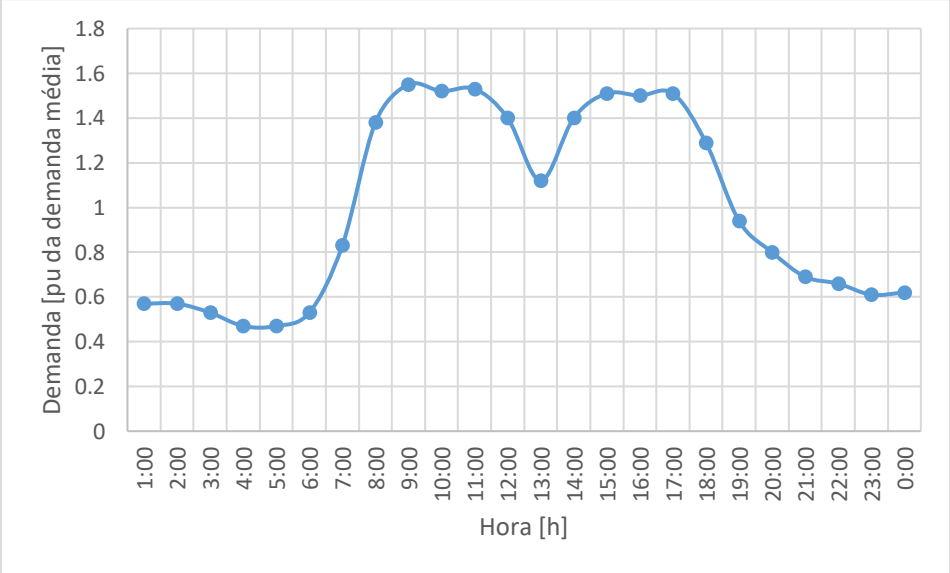


Figura 1 – Curva de demanda

A definição do circuito externo à unidade para o presente estudo, levou em consideração o circuito do caso teste de 34 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE*). Este alimentador é real localizado no Arizona, com uma tensão nominal de 24,9 kV. É caracterizado por ser longo e levemente carregado, ter dois reguladores em linha, ter um transformador em linha para uma seção curta de 4,16 kV, ter carga desequilibrada, e ter capacitores *shunt*.

Para efetuar os estudos de casos, foi utilizado o software *OpenDSS* na fase de cálculo do fluxo de potência. Por meio desse, estruturou-se um código para simular os circuitos externos e internos à unidade e calcular o fluxo de potência.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 2.972, de 16 de novembro de 2021, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as tarifas de aplicação constantes da Tabela 1 estão em vigor no período de 22 de novembro de 2021 a 21 de novembro de 2022. O horário de ponta para a área de

concessão da CEEE-D compreende o período entre às 18 horas e 00 minutos e às 20 horas e 59 minutos.

Tabela 1 – Tarifas de aplicação para o grupo A (CEEE-D)

Subgrupo	Modalidade	Posto	TUSD [R$/MWh]	TE [R$/MWh]
A4 (2,3k a 25k V)	Verde	P	1270,05	468,64
		FP	104,45	292,68

onde P e FP representa, respectivamente, o posto tarifário ponta e o posto tarifário fora de ponta.

Perante os tópicos abordados até o momento, os estudos de casos serão analisados para a situação de taxa de atratividade igual a 70% da taxa Selic. Logo, a partir da Selic de 2,75% ao ano, a TMA em questão é de 1,925% ao ano.

4.1 Caso 1

No caso 1, foi ilustrado o cenário associado ao emprego de apenas a carga do cliente. Desse modo, utilizou-se um transformador trifásico conectando a barra 802 do caso teste de 34 barras à carga trifásica da unidade consumidora. Foi possível encontrar o fluxo de potência do transformador que, aproximadamente, é a carga definida para o cliente. Percebe-se que, dado (1), o faturamento é R$942,15 por dia. Em sábados, domingo ou feriados, caso a potência da carga da unidade seja, constantemente, 0 W, o faturamento será de R$0,00 por dia.

4.2 Caso 2

Para o caso 2, foi proposto a conexão de um sistema fotovoltaico trifásico conectado à carga. O valor da potência no ponto máximo de potência de cada painel é de 530 W. Com 10 arranjos de 20 painéis em série cada, o gerador de energia fotovoltaico é de 106 kW. Foi possível encontrar o fluxo de potência do

transformador que, aproximadamente, é a carga definida para o cliente menos a potência da minigeração. Percebe-se que, dado (1), o faturamento é de R$680,23 por dia. Em sábados, domingo ou feriados, caso a potência da carga da unidade seja, constantemente, 0 W, a energia ativa é injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora equivalente a R$158,57 por dia pela tarifa TE. Considerando 100% da tarifa TUSD, o valor reduz para R$101,98 por dia. O custo estimado para o sistema gerador de energia solar *on-grid* com potência de 106 kW é de R$322.269,00.

Tabela 2 – Análise econômica para minigeração

Dias trabalhados na semana	Antes do marco		Depois do marco	
	Payback [anos]	Saldo do 7º ano [R$]	*Payback* [anos]	Saldo do 7º ano [R$]
7	4	296546,15	4	296546,15
6	4	261663,88	4	242563,85
5	4	226781,61	5	188581,56

No caso em que se trabalha apenas 5 dias na semana, a energia produzida pela minigeração, no final de semana, é injetada na rede ao invés de consumida. Portanto, é possível perceber uma diferença de R$38200,05 no saldo do sétimo ano.

4.3 Caso 3

No caso 3, foi proposto a conexão de um sistema de armazenamento de energia elétrica trifásico conectado, juntamente com a minigeração, à carga. O valor da capacidade de armazenamento nominal de cada bateria é de 10 kWh. Com 16 baterias, o sistema de armazenamento de energia é de 160 kWh. Foi possível encontrar o fluxo de potência do transformador que, aproximadamente, é a carga definida para o cliente menos a potência da minigeração mais a carga e descarga do sistema de armazenamento. Percebe-se que, dado (1), o faturamento é de R$670,91 por dia. Em sábados, domingo ou feriados, caso a

potência da carga da unidade seja, constantemente, 0 W, a energia ativa é injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora equivalente a R$158,57 por dia pela tarifa TE. Considerando 100% da tarifa TUSD, o valor reduz para R$101,98 por dia. O custo estimado para o sistema de 160 kWh é de R$359.824,00, mais a minigeração, totaliza R$682.093,00.

Tabela 3 – Análise econômica para minigeração com sistema de armazenamento de energia

Dias trabalhados na semana	Antes do marco		Depois do marco	
	Payback [anos]	Saldo do 7º ano [R$]	*Payback* [anos]	Saldo do 7º ano [R$]
7	5	292153,39	5	292153,39
6	6	206495,23	6	187395,20
5	6	120837,07	7	82637,02

No caso em que se trabalha apenas 5 dias na semana, a energia produzida pela minigeração, no final de semana, é injetada na rede ao invés de consumida. Portanto, é possível perceber uma diferença de R$38.200,05 no saldo do sétimo ano.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho visou avaliar o impacto na economia de uma unidade consumidora de MT, por meio da mudança do novo marco regulatório empregado no modelo vigente da ANEEL. Em todas as variações de circuito para o consumidor, o *payback* permaneceu em 7 anos ou menos. O faturamento da energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora com a tarifa TUSD afetou o resultado econômico, os *paybacks* não permaneceram iguais aos casos antes do marco regulatório. Quando se avalia os casos propostos para o cliente, conclui-se que a diferença de saldo para o sétimo ano entre os casos antes e depois do marco regulatório pode chegar a R$38.200,05.

No que confere a análise geral dos casos apresentados, verificou-se que todos os conjuntos, conforme diminui o número de dias trabalhados na semana, diminui o saldo ao sétimo ano. Isso porque a diferença de custos em relação ao caso 1 diminui também. A potência demandada pela unidade é, a todo tempo, maior que a geração de energia pela minigeração, portanto o gasto de um dia trabalhado é positivo. Quanto menos dias trabalhados, menor o custo. Nos finais de semana, não há carga e a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora é passada como créditos que são equivalentes a estar com um custo negativo, ou seja, ganhando dinheiro. Além disso, os resultados alcançados para os casos de 5 dias trabalhados na semana apresentam uma diferença maior entre antes e depois do marco, pois a mudança está na injeção de energia ativa no sistema de distribuição pela unidade, o que só acontece nos finais de semana quando o cliente não está com carga.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> Acesso em: 28 abr. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf> Acesso em: 28 abr. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> Acesso em: 28 abr. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução homologatória nº 2.972, de 16 de novembro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212972ti.pdf> Acesso em: 28 abr. 2022.

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL

Ivo Avila Filho[1]; Gustavo Nikolaus Pinto de Moura[1]

[1]*Universidade Federal de Ouro Preto*

RESUMO

Com o aumento do preço do petróleo ao longo da década de 2000, o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e produção, e a escassez da oferta de petróleo convencional no mundo, o mercado mundial de energia passa por um processo de investimento em outros tipos de petróleo não convencionais, de maior complexidade de exploração, produção, transporte e refino, com impactos variados nas estruturas de custos. As fontes não convencionais de petróleo não apenas ampliaram sua participação na matriz energético mundial, como tornaram-se fundamentais para garantir a segurança energética de grandes países, inclusive o Brasil e os Estados Unidos. No Brasil, Canadá e Estados Unidos, esses petróleos já correspondem, em 2021, a mais de 60% da produção. Em 2022, as três principais fontes não convencionais de petróleo se encontram nos Estados Unidos, Canadá e Brasil, por meio da exploração do óleo de xisto, do óleo das areias betuminosas e no Pré-Sal, respectivamente. Cada fonte contém óleos propriedades físico-químicas muito distintas, podendo ter sua qualidade variando de óleos ultra pesados com 8º API a óleos super leves de 45º API. Ademais, este trabalho realiza uma descrição técnico-econômica das três principais fontes de petróleo não convencional do mundo. Realizou-se um estudo sobre as tecnologias de produção e seus desafios técnicos, econômicos e ambientais considerando o contexto de seu mercado local. Para a análise, foi utilizado referencial bibliográfico de diversos autores, por meio de livros, revistas científicas, artigos publicados em congressos e relatórios de instituições privadas e estatais. Observou-se a constante necessidade de evolução tecnológica e de metodologias de exploração e produção, as quais foram capazes de reduzir em até 40% os custos

totais e manter viável a produção desses óleos diante das flutuações do preço do petróleo no mercado internacional. Destaca-se o desenvolvimento tecnológico e a inovação impulsionados pelos altos investimentos na indústria petrolífera, os quais tornam essas fontes cada vez mais competitivas e próximas aos custos do petróleo convencional, em torno de US$ 25 por barril. Por outro lado, existem grandes impactos ambientais causados associados à exploração de petróleos não convencionais, como o risco de contaminação do solo, elevado consumo de água, que pode ser de até quatro barris de água para cada barril de petróleo. Finalmente, em um contexto de mudanças climáticas, os investimentos em fontes não convencionais de petróleo permanecem em expansão, conflitando com os esforços de descarbonização da matriz energética mundial.

Palavras-chave: Barreiras; Energia; Geração distribuída; Oportunidades.

ABSTRACT

With the increase in the price of oil throughout the 2000s, the development of new technologies for exploration and production, and the scarcity of the supply of conventional oil in the world, the world energy market is undergoing a process of investment in other types of energy. unconventional oil, more complex exploration, production, transport and refining, with varying impacts on cost structures. Unconventional sources of oil not only increased their participation in the world energy matrix, but also became fundamental to guarantee the energy security of large countries, including Brazil and the United States. In Brazil, Canada and the United States, these oils already correspond, in 2021, to more than 60% of production. In 2022, the three main unconventional sources of oil will be found in the United States, Canada and Brazil, through the exploration of shale oil, oil from tar sands and in the pre-salt layer, respectively. Each source contains oils with very different physicochemical properties, and their quality can vary from ultra heavy oils with 8º API to super light oils with 45º API. Furthermore, this work provides a technical-economic description of the three main sources of unconventional oil in the world. A study was carried out on production technologies and their technical, economic and environmental challenges

considering the context of their local market. For the analysis, a bibliographic reference of several authors was used, through books, scientific journals, articles published in congresses and reports from private and state institutions. There was a constant need for technological evolution and exploration and production methodologies, which were able to reduce total costs by up to 40% and keep the production of these oils viable in the face of oil price fluctuations in the international market. Technological development and innovation are highlighted, driven by high investments in the oil industry, which make these sources increasingly competitive and close to the costs of conventional oil, around US$ 25 per barrel. On the other hand, there are major environmental impacts associated with the exploitation of unconventional oil, such as the risk of soil contamination, high water consumption, which can be up to four barrels of water for each barrel of oil. Finally, in a context of climate change, investments in unconventional sources of oil continue to expand, conflicting with efforts to decarbonize the world energy matrix.

Keywords: Barriers; Energy; Distributed Generation; Opportunities.

1. INTRODUÇÃO

O mundo vem passando por uma longa jornada de evolução tecnológica a ponto de a energia ter se tornado requisito básico para a sobrevivência de uma civilização. Dentre as fontes energéticas atuais destaca-se o petróleo, com uma participação de 31,1%, segundo a EPE. O petróleo já se tornou item determinante e estratégico durantes as duas guerras mundiais e, atualmente, é de grande importância não só pelo seu aspecto energético, mas pelo seu protagonismo industrial que teve início após a descoberta dos primeiros polímeros. A descoberta do polímero reformulou o mundo que vivemos, viabilizando novas tecnologias e barateando algumas já existentes. Hoje o mundo não vive sem este precioso recurso e acredita-se que assim seja no decorrer dos próximos anos.

Com a alta relevância desta matéria prima, o petróleo se tornou um insumo estratégico para o processo de industrialização do mundo. No decorrer do tempo

houve uma corrida incansável na busca de novas formas de se adquirir esse insumo. O comércio internacional de petróleo resulta da interação de diversas variáveis de caráter técnico, econômico e geopolítico, mas esse panorama ganhou uma maior complexidade no início do século XXI devido a viabilidade de exploração de fontes pouco ou nunca exploradas antes. A adição dessas fontes não convencionais no comércio internacional, permitiu que alguns países vislumbrassem novas posições estratégicas no setor de produção energética mundial (JURBERG, 2016).

2. CARACTERÍSTICAS FÍSICO QUÍMICAS

Apesar de o petróleo e o gás natural serem constituídos principalmente por hidrocarbonetos, há a presença de compostos como oxigênio, enxofre, nitrogênio e outros elementos que podem causar uma série de problemas nas etapas de refinamento e processamento do petróleo, como no caso da deterioração de catalizadores pelos compostos nitrogenados e a corrosão de equipamentos por compostos de enxofre (SPEIGHT, 2001). Características como o grau API (Instituto Americano do Petróleo, do inglês American Petroleum Institute) afetam a viabilidade econômica da produção, pois, interferem diretamente na precificação e nos custos de produção do petróleo (FILGUEIRAS, SAD, *et al.*, 2014).

2.1 Características Físico-Químicas do Pré-Sal

Segundo relatório da EPE sobre as especificações técnicas das correntes de petróleo (2010), o Pré-Sal tem em média uma densidade API 26,63º, que o caracteriza como um petróleo mediano. Além disso, ele pode ser considerado em sua grande maioria como um óleo doce, tendo em média 0,43% de teor de enxofre (S) e 0,48 mg de acidez. A quantidade de Nitrogênio nesse tipo de petróleo é quase irrelevante, gerando uma menor preocupação quanto à variação do teor durante a extração.

2.2 Características Físico-Químicas do Óleo de Xisto

O xisto é composto por matéria orgânica entre 5% e 60%, carbono fixo em torno de 10% e conteúdo de cinza entre 30% e 90%, podendo conter até 13% de carbono orgânico (presente em cadeias carbônicas), 5% de hidrogênio e 87% de matéria mineral. A fração mineral da rocha pode incluir argila, minerais, carbonatos (como calcita, dolomita e siderita e, em menores proporções de aluminosilicatos) e sílica, dependendo do ambiente de deposição. São encontrados, ainda, alguns sulfitos como pirita e marcassita, fonte de enxofre, ferro, níquel, vanádio, urânio e zinco em proporções variadas. A fração orgânica é denominada querogênio, de composição média C200H300SN5O11 (LISBOA, 1997).

Segundo dados da U.S Energy Information Association (2017), o grau API dos óleos de xisto costuma ser alto, acima de 30, sendo um óleo leve de bom valor comercial.

2.3 Características Físico-Químicas do Óleo Betuminoso Canadense

A composição de areias betuminosas de Alberta pode variar muito dentro até da mesma formação geológica. Um típico depósito de areia betuminosa contém em média 10% de betume, 5% de água e 85% de sólidos, porém o betume em alguns locais pode chegar aos 20%. O betume é um hidrocarboneto complexo altamente viscoso (óleo extrapesado), que puro, tem uma densidade de 8º API, se tornando quase sólido à temperatura ambiente. O betume de Alberta também contém cerca de 4 a 5% de enxofre, perdendo apenas para o petróleo bruto Boscan da Venezuela, que contém cerca de 5,5% de enxofre e com traços de concentração de metais pesados, particularmente níquel e vanádio. Grande parte dos sólidos encontrados nessas areias são areia de sílica e quartzo (geralmente mais de 80%), com uma pequena parcela de feldspato de potássio e argilas finas. (OIL SANDS MAGAZINE, 2020).

3. COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL

3.1 Produção no Pré-Sal

Segundo o boletim da produção de petróleo e gás natural de março de 2020 da ANP, a produção de óleo mensal, foi de 2,97 Mbpd (milhões de barris por dia). Somente os 117 poços do Pré-sal, produziram 1,99 Mbpd de óleo, obtendo uma participação de aproximadamente 67% da produção total do mês de março. Ainda segundo o boletim, foi possível constatar uma redução de 0,2% em relação ao mês anterior e um aumento de 28,8% se comparada ao mesmo mês de 2019. Apenas o Pré-sal correspondeu a 66,7% de toda produção energética do país (ANP, 2020).

3.2 Produção do Óleo de Xisto

O rápido crescimento da produção de óleo de xisto nos Estados Unidos o tornou um dos maiores exportadores de petróleo bruto no mundo. Em 2018, a produção de óleo de xisto nos Estados Unidos atingiu um recorde, com pico de produção diária superior a 15,3 Mbpd e continuou a mostrar crescimento rápido. Foi estimado para 2021, após 70 anos, a troca histórica da importação norte americana para exportação líquida de petróleo, gerando independência energética do maior consumidor de petróleo do mundo. O desenvolvimento do óleo de xisto nos Estados Unidos mudou o padrão de oferta e demanda de petróleo e gás global e criou um profundo impacto na geopolítica (YANG LEI, 2019).

3.3 Produção do Petróleo Betuminoso no Canadá

Segundo a associação canadense de produtores de petróleo (CAPP), em 2019, a produção total de petróleo canadense correspondia a 4,7 Mbpd, sendo desses, 2,95 Mbpd apenas de areia petrolíferas, o que corresponde a 63% do total produzido. O crescimento na participação do óleo betuminoso é nítido se compararmos que em 1984 a produção média era de 1,4 Mbpd, e desses apenas

0,2 Mbpd eram oriundos de área betuminosa, correspondendo a 14% do total produzido.

4. ANÁLISE ECONÔMICA DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO

4.1 Custos do Pré Sal

Segundo dados da Rystad Energy Ucube, empresa de pesquisa em energia, que coletou dados em mais de 500 empresas do segmento, o custo de exploração do Pré-sal recuou 61% de 2014 até 2019, reduzindo de US$ 15,3 por barril para US$ 6. Apoiada pelo Pré-sal, a Petrobras reduziu em 7,3% seu custo de extração total de US$ 10,43/barril para US$ 9,67/barril nos meses de julho e setembro de 2019. Esse novo cenário aproxima a estatal de gigantes do setor como Shell, ExxonMobil, BP e Chevron, que apresentaram no mesmo período de análise, um lifting cost médio de US$ 5,40/barril. Apesar da visão otimista dos analistas, a Petrobras ainda tem um caminho longo para se equipar com o Oriente Médio, cujo custo médio de extração de óleo convencional é de US$ 3,20/barril (RYSTAD ENERGY, 2019).

4.2 Custo do Óleo de Xisto

Segundo o Dallas Fed Energy Survey (2019), o breakeven do óleo de xisto caiu 4% (ou US$ 2 por barril) em 2019, atingindo o valor de US$ 50 por barril. O valor de US$ 50 mascara algumas diferenças importantes. Áreas como as bacias de Midland e Delaware na Bacia do Permiano, com foco na atividade de xisto, são rotineiramente mais baixas, em média, do que outras localidades. Há também variabilidade entre os operadores da Bacia do Permiano, por exemplo, a qual os preços de cada poço podem variar entre US$ 23 a US$ 70. Essa grande variação se dá pela realidade de alguns poços caracterizados como sweet spots, os quais há um menor custo de exploração e uma maior produtividade. Um bom exemplo dessa variação se encontra na Bloomberg New Energy Finance no Permiano, onde os custos variam de US$ 46 por barril em Loving County a US$ 87 por barril em Reagan County.

4.3 Custo do Petróleo Betuminoso

Mesmo com a queda dos preços do petróleo em 70% em meados de 2014 até 2016 (US $ 100 / bpd. - US $ 30 / bpd), a exploração de petróleo betuminoso ganhou sobrevida com a priorização da redução de custos durante o período prolongado de baixos preços. Houve uma grande redução nos custos operacionais e de capital, otimizando os custos de mão de obra, do contrato de aluguel de equipamento, mudando para um design modular simplificado de instalações, melhorando as práticas de perfuração e focando nas necessidades de curto prazo. Além da redução destes custos, houve uma queda no preço do gás natural comprado, o qual, diminuiu C $ 2,80 nos poços in situ (CONSELHO DO TESOURO E FINAÇAS DE ALBERTA, 2019).

No setor de mineração, a mão de obra corresponde a um terço dos custos totais de operação, e teve uma forte queda com a redução do histograma de funcionários e uma maior eficiência do trabalho gerando uma economia de C $ 3,30 / bpd. Serviços de contrato e aluguel de equipamentos, juntamente com suprimentos e materiais, foram as outras grandes fontes de economia de custos. A renegociação de contratos com prestadores de serviços de campos petrolíferos e fornecedores de insumos, juntamente com um maior foco em compras, reduziu o custo operacional médio por barril em C $ 2,10 e C $ 1,20. As reduções de custos encontradas em outras áreas melhoraram ainda mais os custos operacionais em C $ 0,50 / bpd (CONSELHO DO TESOURO E FINAÇAS DE ALBERTA, 2019).

5. QUADRO COMPARATIVO

É possível de se observar o tamanho do impacto energético que essas três fontes possuem sobe os principais países exploradores. As três fontes possuem uma participação superior a 60% de todo petróleo produzido em seus respectivos países, porém, se distinguem quanto a sua qualidade e viabilidade de mercado. Apesar da alta qualidade do óleo de xisto, com grau API médio de 40º, o seu breakeven é bem elevado, demonstrando que a sua viabilidade e bem inferior ao Pré-sal, que em contraponto, possui um grau API mediano de 26,6º. Já o petróleo

betuminoso, se mostrou o menos atrativo entre os três se levarmos em consideração os aspectos de qualidade e breakeven, se mostrando muitas vezes viável apenas com a alta dos preços e devido a sua imensa disponibilidade em território canadense. Levando em consideração os aspectos levantados no decorrer do trabalho, se torna visível que a fonte mais viável de exploração entre as três analisadas é o Pré-sal, enquanto a de melhor qualidade é o óleo de xisto.

A Tabela 1 (Elaboração Própria) abaixo ilustra de forma compilada, os resultados levantados durante o decorrer do trabalho.

Tabela 1 – Comparativo das três fontes não convencionais (2019)

Tipo de Óleo	Pré-Sal	Óleo de Xisto	Óleo Betuminoso
Produção diária (Mbpd)	1,74	15,3	2,95
Grau API (º)	26,63	40	8
Breakeven (US$)	$ 24,05	$ 50,00	$ 55,00
Participação na produção do país (%)	67%	60%	63%

6. IMPACTOS AMBIENTAIS

Apesar dos benefícios para o desenvolvimento de setores fundamentais para a sociedade, especialistas em meio ambiente questionam a escolha do governo brasileiro em investir na exploração de uma fonte altamente poluente e de recurso finito, enquanto o restante do mundo está ampliando seus investimentos em fontes mais limpas e renováveis. É pontuado que além do alto nível de emissão de poluentes, o processo de exploração do Pré-sal, traz consigo um enorme risco de vazamentos causado pela alta complexidade de executar perfurações em altas profundidades e difícil contenção de possíveis vazamentos. Esses acidentes, independente das proporções, poderiam ser catastróficos para o meio ambiente.

A crescente das atividades de extração de óleo de xisto nos EUA vêm causando preocupações na sociedade acadêmica e na população em geral, gerando divergências sobre o desenvolvimento dessa fonte energética. Apesar

de ser uma energia com baixa emissão de gás carbônico e de uso moderado da água em comparação com outros tipos de exploração do mesmo insumo, inúmeras organizações ambientais alertam para o alto nível de emissões de poluentes atmosféricos, o uso de grandes áreas de superfície, a geração de desmatamento e o risco de contaminação do solo. Além dos problemas acima citados, há ainda, o impacto em fontes de água doce, lagos e rios no entorno da área de exploração, trazendo risco a saúde pública na região (ONG, 2014).

A profundidade dos hidrocarbonetos e o fato de estarem misturados a areia, faz com que o processo de extração do betume seja duplamente danoso ao meio ambiente. A necessidade de uma remoção considerável de material de superfície em minerações, principalmente em locais de floresta boreal e a utilização de uma enorme quantidade de água no processo no SAGD e mineração, fazem com que haja impactos incalculáveis ao ecossistema local (ESTEVES, 2016).

Os impactos ambientais na exploração de areias betuminosas se concentram em seis diferentes tópicos: Alta emissão de carbono, uso excessivo de água, qualidade da água, tratamento de resíduas (rejeito), interferência no habitat selvagem e efeitos na saúde humana (MORAIS, 2019).

7. CONCLUSÃO

Visto que são setores relativamente novos em exploração, a projeção de crescimento e desenvolvimento desses setores ainda é muito grande, impossibilitando saber se é possível que essas fontes cheguem a breakeven similares aos de explorações onshore mais competitivas. A tendência natural é que com o passar do tempo essa diferença diminua cada vez mais, causando a tão desejada estabilidade e segurança para um investimento tão alto. Outro ponto que ainda necessita de muito avanço é a garantia de uma produção mais sustentável e verde, reduzindo os impactos ambientais diretos, como o uso excessivo de água que no caso americano chega a 25.000 m^3 para perfuração e faturamento e no canadense a uma média de 4 barris de água para cada barril de petróleo no processo de mineração, além da redução do risco de

contaminação de lençóis freáticos, que nos Estados Unidos podem chegar a ter 5% de chance de acontecer.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BUSTIN, R. M. Xisto o gás aproveitado para pagar muito, 2005.

CBIE. O QUE SÃO OS CUSTOS DE EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO? CBIE.com, 2019. Disponivel em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-os-custos-de-extracao-do-petroleo/>. Acesso em: 12 Dezembro 2021.

CONSELHO DO TESOURO E FINAÇAS DE ALBERTA. Alberta Weekely Economic Review. Conselho do Tesouro e Finaças de Alberta. Alberta, p. 1-5. 2019.

COQUEIJO, H.; ROCIO, V. D. Fraturamento hidráulico e a Geopolítica do Mercado Energético. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2015.

EIA. Today in Energy. U.S Energy Adminstratio Information, 2019. Disponivel em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38372>. Acesso em: 06 Janeiro 2022.

EPE. CONTEXTO MUNDIAL E PREÇO DO PETRÓLEO: UMA VISÃO DE LONGO PRAZO. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília. 2008.

ESTEVES, R. L. Folhelho Oleígeno:revisão bibliográfica sobre gênese,caracterização, cadeia produtiva, aplicações e tecnologias de extração. Universidade de São Paulox. Santos/SP. 2016.

FIEB. Relatório Técnico da Indústria Brasileira e Gás da Bahia. Federação das Indústrias dos Estados Brasileiros. Salvador - BA, p. 3-6. 2018.

FILGUEIRAS, P. R. et al. Determination of API gravity, kinematic viscosity and water content in petroleum by ATR-FTIR spectroscopy and multivariate calibration. Fuel, v. 116, p. 123-130, 2014.

GRAY, M. R. Physic in the Oil Sands of Alberta. Physics Today, Alberta University, Março 2009. 2-3.

GREENPEACE. Point of no return. The massive climate threats we must avoid, Amsterdam, Janeiro 2013.

JACOMO, J. C. P. Os hidrocarbonetos não convencionais: Uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte americana. Dissertação de Mestrado apresentada ao programa de Pós Graduação em Planejamento Energético(COPPE) - UFRJ. Rio de Janeiro. 2014.

JURBERG, R. F. A Evolução da Indústria Petrolífera Mundial e os Impactos no Comércio Internacional de Petróleo do Século XXI Após o Início da Exploração de Fontes Não Convencionais Pelos Estados Unidos. Monografia de Bacharelado no Instituto de Econômia - UFRJ. Rio de Janeiro. 2016.

MORAIS, E. D. AREIAS BETUMINOSAS: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ABORDANDO. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Santos/SP, p. 60. 2019.

NRC. Natural Resouces Canada. Gorvement of Canada, 2019. Disponivel em: <https://www.nrcan.gc.ca/home>. Acesso em: 19 Setembro 2021.

OIL SANDS MAGAZINE. GEOLOGIA DAS AREIAS PETROLÍFERAS E AS PROPRIEDADES DO BETUME. Site Oil Sand Magazine, Alberta, fervereiro 2020. Disponivel em: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties>. Acesso em: 11 Agosto 2021.

ONG, B. The potential impacts of hydraulic fracturing on agriculture. European Journal of Sustainable Development, v. 3, n. 3, 2014.

RYSTAD ENERGY. Petrobras set to become world's largest oil producer. Site da Rystad Energy Cube, 2019. Disponivel em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/petrobras-set-to-become-worlds-largest-oil-producer/>. Acesso em: 18 Setembro 2021.

SPEIGHT, J. G. Handbook of Petroleum Analysis. Nova York: John Wiley & Sons, 2001.

THE GUARDIAN. Deepwater oil drilling under scrutiny as Brazil's Petrobras delays flotation. The Guardian, 2010. Disponivel em: <https://www.theguardian.com/business/2010/jun/23/deepwater-oil-drilling-brazil-petrobras-flotation>. Acesso em: 12 Janeiro 2022.

WANG, W. O declínio da produção e do investimento no setor de petróleo e gás do Canadá e seu impacto na economia. Statistics Canada.com, 2020. Disponivel em: <https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/11-626-x/11-626-x2020007-eng.htm>. Acesso em: 11 Dezembro 2021.

YANG LEI, J. Z. Desenvolvimento e perspectivas globais de óleo de xisto. EXPLORAÇÃO DO CHINA PETRÓLEO, Universidade de Ciência e Tecnologia da China, v. 24, n. 5, p. 1-8, Setembro 2019.

APLICAÇÃO DA ANÁLISE DE CORRELAÇÃO E REGRESSÃO LINEAR NO SETOR ELÉTRICO: UMA APLICAÇÃO NA USINA HIDRELÉTRICA DE HENRY BORDEN

Shevine Risso[1]; Patrícia Asano[1]; Jonathas Silva[1]; Eduado Subtil[1]

[1]*Universidade Federal do ABC*

RESUMO

O desenvolvimento da humanidade está intimamente ligado ao uso da energia em suas diversas formas. Consolidar este desenvolvimento significa, entre outras coisas, garantir que as fontes de energia estejam disponíveis em níveis suficientes e, de igual forma, acessíveis para garantir a Como resultado, as correlações significativas foram identificadas, como exemplo, uma forte correlação positiva entre o consumo de energia e o PIB per capita no município de São Caetano e forte correlação negativa, no município de São Paulo, e os investimentos socioambientais adquiridos pela Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A, proporcionadas pelos lucros advindos do consumo de energia elétrica, tem sido voltados em especial para investimentos na despoluição dos Rios Tietê e Pinheiros. Por fim, este estudo se justifica por preencher uma lacuna em relação aos estudos realizados no setor elétrico, em especial no que tange o Reservatório Billings e a Usina de Henry Borden e suas relações com o desenvolvimento da RMSP.

Palavras-chave: Energia; Geração distribuída; Sociedade; Correlação de Pearson.

ABSTRACT

The development of humanity is closely linked to the use of energy in its various forms. Consolidating this development means, among other things, ensuring that energy sources are available at sufficient levels and, equally, accessible to guarantee the As a result, significant correlations were identified, as an example, a strong positive correlation between energy consumption energy and GDP per

capita in the municipality of São Caetano and a strong negative correlation in the municipality of São Paulo, and the socio-environmental investments acquired by Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A., provided by the profits from the consumption of electricity, have been focused on for investments in cleaning up the Tietê and Pinheiros Rivers. Finally, this study is justified because it fills a gap in relation to studies carried out in the electricity sector, especially regarding the Billings Reservoir and the Henry Borden Power Plant and their relationship with the development of the RMSP.
Keywords: Energy; Distributed generation; Society; Pearson's Correlation.

1. INTRODUÇÃO

O Reservatório Billings inserido na Região Metropolitana de São Paulo, com capacidade para armazenamento de 1,1 bilhões de metros cúbicos de água, a partir do aproveitamento do desnível de 750 m da Serra do Mar, desvia parte das águas da bacia do Alto Tietê para o Reservatório, e dessa forma conduzir as águas para a Usina Hidrelétrica de Henry Borden, localizada em Cubatão, para assim gerar energia elétrica. Logo é importante considerar que a disponibilidade hidroenergética na usina Henry Borden é relevante pois, além de sua localização no centro de carga do estado São Paulo, eliminando a necessidade de reforço nas linhas de transmissão, apresenta excepcional produtibilidade, robusta capacidade de geração e tem capacidade de restabelecer outras usinas hidrelétricas em caso de *blecautes,* e para esse caso quando ocorre um apagão em grandes proporções, a usina Henry Borden tem capacidade de fornecer 711,2 MW médios para suprimento de cargas prioritárias em um período de até 49 dias.

A importância da Billings e da UH Henry Borden para a Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) se dá na capacidade de geração e a facilidade de acesso à energia elétrica, que podem ser variáveis indicativas de nível de desenvolvimento de uma determinada região. Fatores como estes pode-se dizer que estão diretamente relacionados com o desenvolvimento socioeconômico, industrial, tecnológico, sustentável e o próprio desenvolvimento

humano. Assim, se justifica verificar o comportamento e analisar a evolução do consumo energético per capita e o nível de desenvolvimento econômico da RMSP.

2. CORRELAÇÃO DE *PEARSON*

O coeficiente de correlação de *Pearson* (r), é uma medida que varia entre -1 e 1. A partir dos sinais, podemos verificar o tipo de relação linear existente entre duas variáveis analisadas (o sentido em que a variável Y aumenta ou diminui em função da variável X). E quanto mais próximo os valores estiverem dos extremos, mais forte será a correlação entre as variáveis (FÁVERO, 2017).

Como temos que o coeficiente de correlação representa uma medida padronizada de um efeito observado, ele é uma medida comumente usada do tamanho desse efeito, sendo o valor 0 significa que não existe efeito e um valor 1 significa que existe um efeito perfeito (FIELD, 2009). O coeficiente de correlação de Pearson é calculado a partir da equação 1, conforme segue (FIELD, 2009):

$$r = \frac{\sum(xi - \overline{X})(yi - \bar{Y})}{\sqrt{[\sum(xi-\bar{X})^2(yi-\bar{Y})^2]}} \quad (1)$$

onde:

- x = representa as variáveis independentes;
- y = representa as variáveis dependentes.
- xi e yi = representam os valores da i-ésima individual de x e y respectivamente.

A Tabela 1, fornece um guia de como a correlação de *Pearson* pode ser interpretada, dado o valor numérico. Sendo que neste estudo será adotada estas interpretações que seguem.

Tabela 1 – Interpretação do Coeficiente de Pearson

Valores de *r* (+ ou -)	Interpretação
0,00	Ausência de correlação
0,01 a 0,19	Correlação muito fraca
0,20 a 0,39	Correlação fraca
0,40 a 0,69	Correlação moderada
0,70 a 0,89	Correlação forte
0,90 a 0,99	Correlação muito forte
1,00	Correlação perfeita

Os estudos de correlação entre consumo da energia elétrica e o desenvolvimento econômico de uma região foram citadas em diferentes pesquisas como no trabalho de Brabilla et al. (2004), que confirmam no Brasil a existência de uma forte relação entre preço e consumo de energia elétrica, e as quantidades consumidas de energia no tendem a impactar positivamente o PIB. Nos estudos de Ferreira Neto et al. (2002), demonstram que a direção de causalidade parece ser do consumo de energia total para o PIB, embora a causalidade bidirecional não possa ser descartada, e que, ao se considerar a renda das famílias e o consumo de eletricidade, por sua vez, a direção de causalidade de define melhor quanto a renda bruta disponível para o consumo residencial. Lambert et al. (2014) sugerem que os índices de energia estão altamente correlacionados com um padrão de vida mais elevado, e importante destacar que neste estudo é encontrado um determinado ponto de saturação em que aumentos na disponibilidade de energia per capita (superior a 150 GJ ou 41,67 MWh anual) não estão associados a melhorias adicionais para a sociedade.

3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA RMSP

A Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) é considerada a maior região metropolitana do país, composta por 39 municípios, residem cerca de 10,5% da população do Brasil e quase 48,3% da população do Estado. Possui cerca de 21.367.384 habitantes, apresentando idade média de 36,8 anos, e

cerca de 7 milhões de domicílios particulares estão ocupados, podendo chegar a mais de 7,5 milhões em 2025.

O consumo de energia elétrica na RMSP após uma redução considerável no consumo entre os anos de 2014 a 2015, agravados pela crise energética, como vemos na Figura 1, a partir de 2016 temos um crescente aumento no consumo de energia elétrica, atingindo a 53 GWh de consumo em 2019. Sendo os 5 maiores municípios consumidores de energia elétrica são respectivamente: São Paulo, Guarulhos, Santo André, São Bernardo do Campo e Osasco, como podemos visualizar.

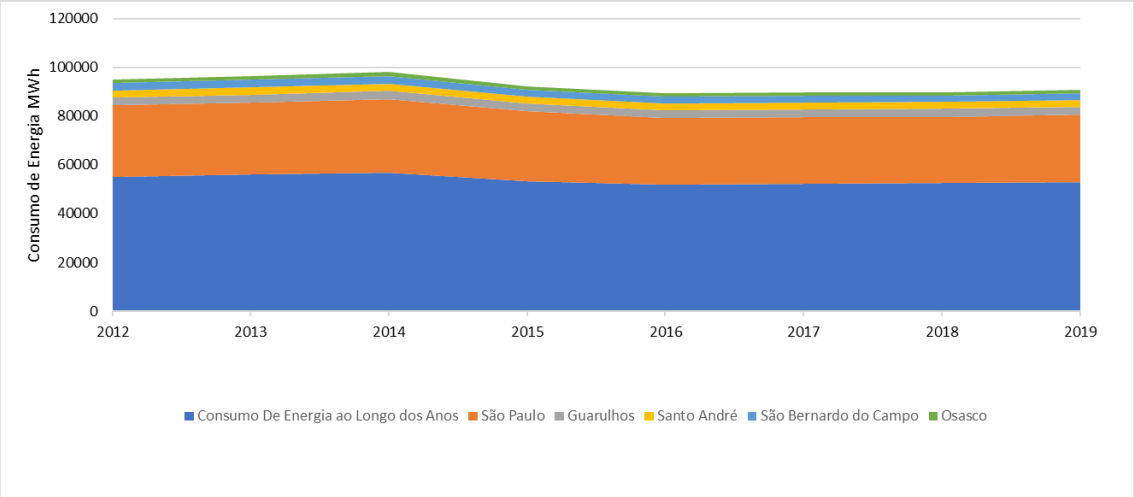


Figura 1 – Consumo De Energia ao Longo dos Anos Total vs os 5 municípios da RMSP que mais consomem energia elétrica

Observa-se, que não ocorreu um incremento expressivo no consumo de energia nos municípios integrantes da RMSP nos últimos 4 anos. Isso demonstra, que estes municípios provavelmente apresentaram uma economia relativamente estável nestes períodos e sem aumento acentuado no consumo de energia, ou também se justifica a constante realização da troca de equipamentos (eletroeletrônicos por exemplo), com melhor eficiência energética.

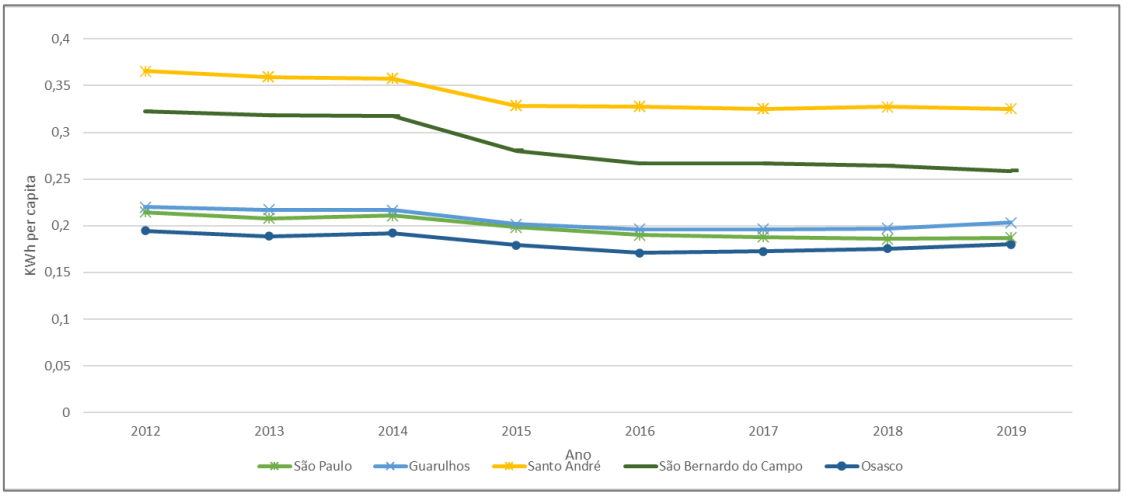


Figura 2 – Consumo de Energia Elétrica Per Capita 5 Maiores Cidades Consumidoras

A Figura 2 exibe os níveis de consumo per capita de energia elétrica para os 5 municípios mais consumidores na RMSP, como termo de comparação, temos que os municípios apresentam um gráfico com tendência de incremento anual no consumo de energia elétrica per capita e mostraram uma pequena variação de consumo de energia elétrica nos últimos 4 anos, sendo Santo André o município com o maior consumo de eletricidade per capita, em seguida São Bernardo do Campo.

3.1 Base de dados

A escolha das variáveis levou em conta o trabalho de Vaz e Farret (2020), que optaram como variável dependente o Produto Interno Bruto *per capita* por município, que segundo os autores o indicador de renda per capita é mais adequado para representar o nível de desenvolvimento de um município ou região, devido aos indicadores econômicos e sociais que estão estreitamente correlacionados com essa variável.

3.1.1 – Descrição das variáveis

Para o trabalho, a amostra dos dados utilizados no período compreendido entre os anos de 2012 a 2019 (a limitação dos anos se deve aos

dados do PIB per capita fornecidos), a princípio foi realizada análise com dados dos 39 municípios que compõem a RMSP. As variáveis analisadas foram:

- **Produto Interno Bruto per capita (PIB*pc*):** é caracterizado como uma variável dependente, analisada de 2012 a 2019 de forma contínua ao longo da série. Os dados para essa variável foram obtidos na plataforma do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados do Estado de São Paulo (Seade).
- **Consumo de energia:** é caracterizado pelo consumo residencial, comercial, rural, industrial, iluminação pública, poder público, serviço público e consumo próprio, em unidade KWh. Os dados para essa variável foram obtidos na plataforma do Grupo de Dados Energéticos da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente que apresenta dados de Estado de São Paulo.

4. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E O PIB

Conforme (EPE, 2017), há uma projeção significativa para o Brasil em relação ao consumo de energia elétrica per capita e o PIB num horizonte de 10 anos, corroborando com o sentido de que quanto maior for o PIB do país, maior é o consumo de energia elétrica, e sendo válida a análise para a RMSP. Segundo dados da Fundação Seade (2020), no ano de 2020 o PIB da RMSP correspondeu a 53,4% do total do PIB do Estado, cerca de R$ 309,883 bilhões.

Neste artigo foi utilizado o PIB per capita como uma paridade do poder de compra, de acordo com a Figura 3 o município de Osasco tem apresentado os valores mais altos e um crescimento contínuo, obtido o maior valor, entre os municípios em desenvolvimento estudados.

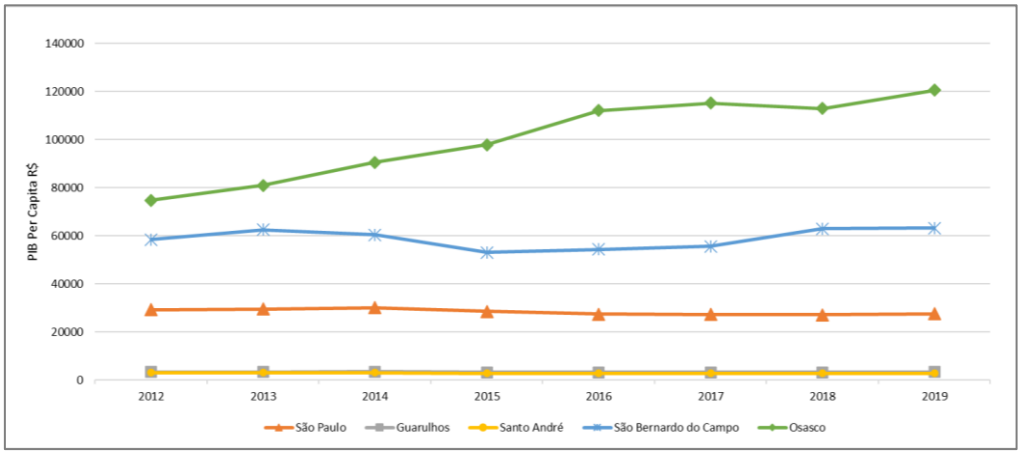


Figura 3 – PIB Per Capita dos 5 maiores municípios consumidores na RMSP.

4.1 Regressão Linear entre o Consumo de Energia Elétrica Per Capita e o PIB

As regressões lineares entre o consumo de energia elétrica per capita e o PIB*pc* para os 15 municípios mais consumidores de energia elétrica da RMSP estão demonstrados na Figura 4.

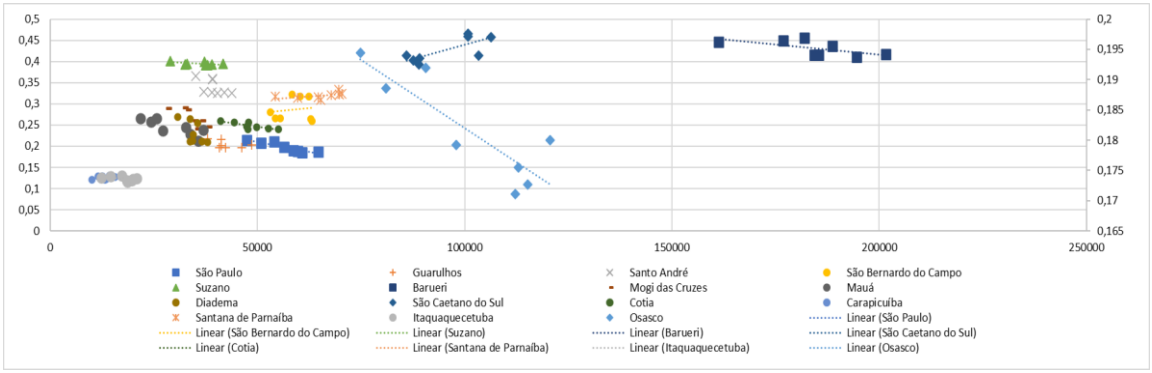


Figura 4 – Regressão entre o PIB Per Capita e o consumo de energia per capita dos 5 maiores municípios consumidores de energia elétrica na RMSP.

Segundo dados da Fundação Seade (2020), no ano de 2020 o PIB da RMSP correspondeu a 53,4% do total do PIB do Estado, cerca de R$ 309,883 bilhões. Grande parte dos estudos que consideram países desenvolvidos economicamente, relacionam diretamente com o acesso/consumo de energia

elétrica, reafirmando assim, a relação direta entre estas variáveis (VAZ et al., 2020; SIMABUKULO et al., 2017; NARAYAN et al., 2010).

Tabela 2 – Coeficientes de correlação de Pearson – Consumo kwh Per capita versus PIBpc – 15 Maiores municípios consumidores na RMSP [ano base 2019]

Município	Coeficiente de Pearson "*r*"	r^2	Interpretação
São Paulo	**-0,929589178**	**0,86413604**	**Muito forte -**
Guarulhos	-0,646009742	0,417328587	Moderada -
Santo André	-0,588119456	0,345884494	Moderada -
São Bernardo do Campo	0,161011554	0,02592472	Muito fraca +
Osasco	-0,863795418	0,746142523	Forte -
Suzano	-0,482596639	0,232899516	Moderada -
Barueri	-0,652179924	0,425338653	Moderada -
Mogi das Cruzes	-0,79434982	0,630991637	Forte -
Mauá	-0,810612927	0,657093318	Forte -
Diadema	-0,606747109	0,368142054	Moderada -
São Caetano do Sul	**0,907370241**	**0,823320754**	**Muito Forte +**
Cotia	-0,80848005	0,653639991	Forte -
Carapicuíba	0,387173212	0,149903096	Fraca +
Santana de Parnaíba	0,506819294	0,256865797	Moderada +
Itaquaquecetuba	-0,503020185	0,253029306	Moderada -

Na Tabela 2 temos os coeficientes de correlação de *Pearson* dos dados de consumo de energia elétrica per capita em função do PIB*pc*, considerou para esta análise o ano de 2019, referente ao último ano publicado. Foi ponderado os 15 municípios com maior consumo de energia elétrica na RMSP.

O município de São Caetano do Sul verifica-se uma correlação positiva muito forte, indicando que quanto maior o PIB per capita maior é o consumo de energia elétrica per capita, que pode ser justificar aos investimentos no setur da indústria na região, de acordo com o a Fundação Seade (2022), houveram

investimentos de R$ 12 milhões em abertura de fábrica para produção de testes para diagnóstico laboratorial de zika e Chikungunya no período de 2017-2018, e R$ 9.311 milhões de investimentos da General Motors do Brasil na modernização da fábrica para produção de nova linha de veículos no período de 2017.

No município de São Paulo a relação entre as variáveis é negativa muito forte, o que indica que, conforme o PIB aumenta, temos um menor consumo de energia elétrica. Podendo ser explicado que por ser um município bem desenvolvido, e onde os setores de serviços e tecnologia são preponderantes, é visto uma tendência da utilização de equipamentos com maior eficiência energética, medida que ao longo dos anos resulta num menor volume de energia consumida para a quantidade de valor acrescida ao PIBpc.

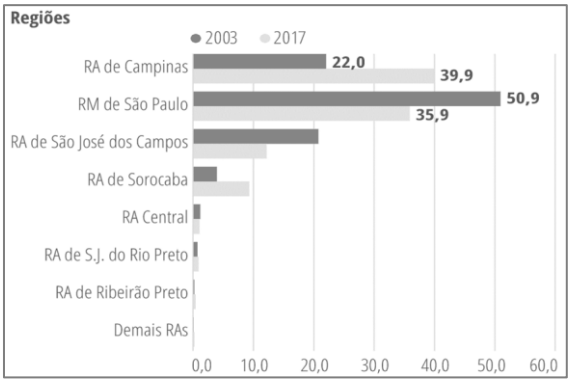


Figura 5 – Distribuição do valor de transformação industrial do setor automobilístico paulista, por regiões entre 2003-2017, em %.
Fonte: Fundação Seade, 2022

Um dos fatores que também explica, é a interiorização da indústria automobilística evidenciada entre os anos de 2013 a 2017, como podemos ver na Figura 5, a partir da análise da evolução da participação das regiões no valor de transformação industrial (VTI) do setor, verifica-se que as regiões administrativas de Campinas e Sorocaba passaram juntas a contabilizar 49,2% do total estadual, absorvendo as quedas registradas pela Região Metropolitana

de São Paulo e pela RA de São José dos Campos, no mesmo período (SEADE, 2022).

4.2 A Billings e Usina Hidroelétrica de Henry Borden no contexto da RMSP

O Reservatório Billings, tendo como finalidade o aumento da capacidade de geração de energia elétrica da UH de Henry Borden, proporcionando assim um grande potencial hídrico para o sistema. Essas características estratégicas mostram sua importância, dado que a energia elétrica é essencial para o desenvolvimento e a prosperidade de uma sociedade, e que a falta do acesso à mesma pode proporcionar dificuldades para uma região no enfrentamento de desafios como: baixa expectativa de vida, serviços de saneamento e de saúde de baixa qualidade, baixo rendimento escolar, produção e segurança alimentar, crescimento econômico e emprego, industrialização moderna. Assim, é possível relacionarmos a produção energética, o seu consumo com o desenvolvimento de uma região.

A RMSP possui municípios em quatro Unidades de Gerenciamento de Recursos Hídricos-UGRHIs: Alto Tietê, Ribeira de Iguape/Litoral Sul, Paraíba do Sul e Tietê/Sorocaba. A maior parte de sua área está inserida na UGRHI Alto Tietê. Vários pontos do Rio Tietê na RMSP não estão enquadrados nas classes de qualidade definidas pelo CONAMA – Conselho Nacional de Meio Ambiente; porém após anos de investimentos na despoluição dos rios houve reduções da mancha de poluição.

De acordo com o relatório de sustentabilidade EMAE|2020, a companhia que gerencia a Billings e UH Henry Borden, tem apoiado projetos de inovação no setor elétrico – cada vez importante para atender à crescente demanda de consumo. Para isso, investe continuamente em pesquisa, desenvolvimento, inovação e tecnologia de ponta para modernizar os processos e buscar as melhores soluções para o negócio e para todos os públicos de interesse (EMAE, 2020), como podemos ver na Figura 7, quanto maior o consumo de energia da RMSP, maior é o lucro adquirido na EMAE e consequentemente maiores os investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

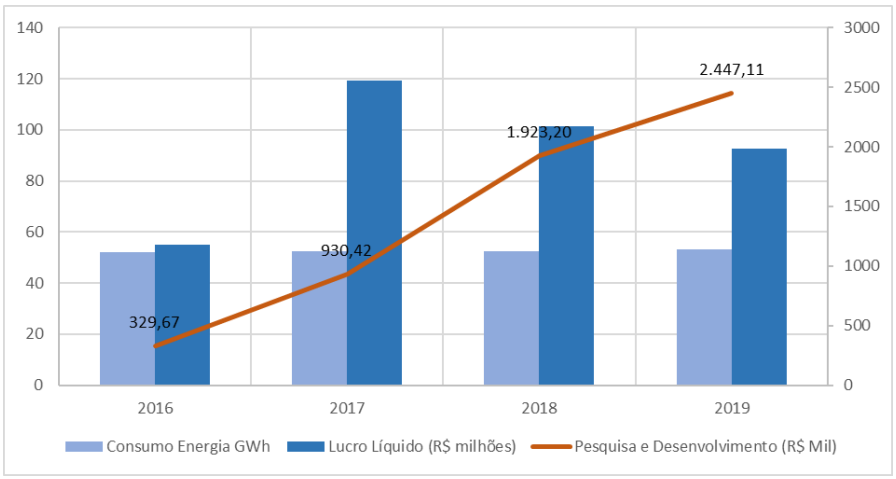


Figura 7 – Distribuição dos valores de consumo de energia da RMSP, o Lucro líquido R$ da EMAE e investimentos em P&D pela EMAE.
Fonte: Fundação Seade, 2022; EMAE, 2016, 2017, 2018 e 2019.

5. CONCLUSÃO

A qualidade de vida de uma região está intrinsicamente correlacionada com a facilidade do consumo de energia elétrica por sua população. O aumento da expectativa de vida, escolaridade e renda podem ser relacionados com o acesso e a disponibilidade da energia elétrica. Com base nos dados públicos no período entre 2012 a 2019, foi possível a mensuração dos coeficientes de correlação de *Pearson* para os municípios analisados, que além de se verificar a significância dos dados correlacionados, permite compreender o processo de desenvolvimento dos municípios. Por último e tão importante está no complexo gerenciado pela EMAE, o reservatório Billings e a UH Henry Borden que possuem papeis estratégicos para o desenvolvimento da RMSP, onde podem fornecer energia elétrica, bem como água para abastecimento, e os investimentos recebidos para a despoluição dos rios Pinheiros e Tietê são de fundamental importância para o desenvolvimento sustentável na região.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRAMBILLA, Paulo Henrique Maravieski; MUELLER, Bernardo Machado Pinheiro. Impacto da energia elétrica no crescimento econômico. Revista de Ciências Jurídicas e Empresariais, v. 5, n. 1, 2004.

CARMINATI, João Guilherme de Oliveira; SCALCO, Paulo Roberto. Relações de causalidade entre energia e crescimento econômico no Brasil. 2013.

FÁVERO, Luiz Paulo; BELFIORE, Patrícia. Manual de análise de dados: estatística e modelagem multivariada com Excel®, SPSS® e Stata®. Elsevier Brasil, 2017.

FUNDAÇÃO SEADE. Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados. SEADE, 2022. Disponível em: https://www.seade.gov.br/. Acesso em: 04 jun. 2022.

FERREIRA NETO, A. B.; CORRÊA, W. L. R.; PEROBELLI, F. S. CONSUMO DE ENERGIA E CRESCIMENTO ECONÔMICO: UMA ANÁLISE DO BRASIL NO PERÍODO 1970-2009. Análise Econômica, *[S. l.]*, v. 34, n. 65, 2016. DOI: 10.22456/2176-5456.44622.

FIELD, Andy. Descobrindo a estatística usando o SPSS. 2. ed. Porto Alegre: Artmed, 2009. 687p.

LAMBERT, Jessica G. et al. Energy, EROI and quality of life. Energy Policy, v. 64, p. 153-167, 2014.

VAZ, Émerson Feix; FARRET, Felix Alberto. Correlações de Pearson entre o Consumo de Energia Elétrica e os Índices de Desenvolvimento Humano e Econômico. In: Congresso Brasileiro de Automática-CBA. 2020.

APLICAÇÃO DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL NO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO DA PREVISIBILIDADE DE AFLUÊNCIAS HÍDRICAS

Celso Rosa de Azevedo Júnior[1]; Helder de Paula[1]

[1]*Universidade Federal de Uberlândia*

RESUMO

Evidencia-se que a geração de energia elétrica no Brasil baseia-se em fontes primárias altamente influenciadas pelo clima, situação que corrobora para um grande impacto no atendimento da demanda e faturamento dos agentes e também custos aos consumidores livres e cativos integrantes do Sistema Elétrico de Potência. Em vista disso, o planejamento da operação sob a tutela do Operador Nacional do Sistema (ONS), ocupa-se na solução do paradigma em utilizar ou não a energia potencial da água dos reservatórios em um processo de otimização do despacho hidrotérmico mediante análises estocásticas determinadas na metodologia de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Assim, o presente trabalho tem por foco a aplicação da técnica de Evolução Diferencial na otimização da previsibilidade dos dados estocásticos de afluência dos reservatórios hidroelétricos. Para realizar tal objetivo, os desenvolvimentos dar-se-ão por meio de estudos de casos mediante a aplicação da Evolução Diferencial e a PDDE em um cenário de despacho energético hidrotérmico. Cabe pontuar que todos os desenvolvimentos se deram na linguagem de programação Python, sendo utilizada a biblioteca PySDDP para a aplicação da metodologia de despacho do ONS.

Palavras-chave: Previsibilidade da geração; despacho energético; evolução diferencial; Programação Dinâmica Dual Estocástica.

ABSTRACT

It is evident that the generation of electric energy in Brazil is based on primary sources highly influenced by the climate, a situation that corroborates to a great impact in meeting the demand and billing of agents and also costs to free and

captive consumers integrating the Electric Power System. In this point of view, the operation planning under the tutelage of the National System Operator (ONS), is concerned with the solution of the paradigm in using or not the potential energy of the reservoir water in a process of hydrothermal dispatch optimization through stochastic analysis determined in the Dynamic Dual Stochastic Programming (PDDE) methodology. Thus, the present work is focused on the application of the Differential Evolution technique in the optimization forcasting of stochastic inflow data from hydroelectric reservoirs. To accomplish this objective, the developments will be made through case studies by applying Differential Evolution and PDDE in a hydrothermal energy dispatch scenario. It is worth mentioning that all developments were made in Python programming language, using the PySDDP library to apply the ONS dispatch methodology.

Keywords: Forcasting; Energy Dispatch; Differential Evolution; Dynamic Dual Stochastic Programming.

1. INTRODUÇÃO

Os processos modernos de geração de energia elétrica possuem em suas bases conceitos fundamentais que norteiam a exploração do meio ambiente e suas fontes de energia primária. Concomitantemente, a expansão e modernização do Sistema Interligado Nacional (SIN), deve-se atentar para as bases da transição energética mundial, com diretrizes pautadas na descarbonização, descentralização e digitalização das fontes energéticas do setor (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010)(EPE, 2007). Cabe ressaltar que, no Brasil, tal transição permeia ainda processos que envolvem um novo desenho de mercado (NERY, 2012), avanços no processo de democratização do acesso à energia elétrica e mudança climática mundial (EPE/MME, 2016).

Cumpre lembrar que o Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro, estabeleceu-se em uma massiva exploração hidráulica, naturalmente devido a vasta disponibilidade hídrica do país (ALENCAR, 2018). Em um contexto cronológico teve seu desenvolvimento e ampliação com a inserção de termoelétricas, em sua maioria pautadas na queima de combustíveis fósseis,

estabelecendo-se então um sistema hidrotérmico, nos dias atuais acontece uma exponencial expansão de fontes sustentáveis munidas de tecnologias de geração renovável, sobremaneira complexos eólicos e fotovoltaicos (ANEEL, 2022).

Essa caraterística de exploração de fontes primárias altamente a influenciadas pelo clima corrobora pra um grande impacto ao atendimento à demanda de carregamento (HUANG et al., 2020), no faturamento dos agentes integrantes da matriz e custos ao consumidor final. Tais características somadas à dinâmica de mercado e operação de despacho do sistema, mostram-se como fatores que demandam atenção à segurança, confiabilidade, qualidade na geração, transmissão, distribuição de energia elétrica.

Nesse interim, tem-se a atuação do Operador Nacional do Sistema (ONS), que gerencia e determina a forma de despacho de potência dos agentes geradores hidráulicos e térmicos, mediante métricas de previsibilidade no intuito de precificação futura da água armazena nos reservatórios das hidrelétricas, em contraponto à relação do preço combustível das térmicas. O método de despacho utilizado pelo Operador do Sistema baseia-se na Teoria de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), utilizada no desenvolvimento dos sistemas computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL). Diante do exposto, análises correlatas à previsibilidade de afluência nos reservatórios, mostram-se de extrema importância para uma otimização operacional (KAGAN; SCHMIDT; OLIVEIRA, 2009)(FERNÁNDEZ-DELGADO et al., 2019)(FERNÁNDEZ-DELGADO et al., 2019), haja vista a característica dinâmica, estocástica e não linear derivada de dados climatológicos, especificamente (HUANG et al., 2020).

Diante das constatações apresentadas, o presente trabalho tem por foco a aplicação da técnica de Evolução Diferencial (ED), no perfil estocástico da previsibilidade de vazão de afluência dos reservatórios hidroelétricos, a fim de propiciar uma alternativa nos tratamentos de tais dados por meio de algoritmos evolutivos.

2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE DESPACHO ENERGÉTICO

O planejamento da operação da cadeia energética, consiste na resolução do paradigma em utilizar ou não as águas do reservatório para promover o despacho de energia. Todavia, esse despacho centralizado fica sujeito a condições que nos meses subsequentes, os reservatórios das hidrelétricas possam não possuir água para suprir a demanda, devido aos cenários de escassez de chuvas, ou, possam verter água após um período de intensa afluência.

Nesse sentido, devido a característica hidrotérmica da matriz, ressaltando a capacidade de despacho também presente nas fontes providas pela queima de combustível, uma decisão complementar seria economizar água com a complementação de térmicas, preservando o reservatório, mediante uma previsão e baixa afluência, e ainda, utilizar uma maior capacidade hidráulica, apoiado em uma previsibilidade de chuvas significativas. Com intuito de demonstrar o alto perfil não linear dos afluentes, as Figuras 1 e 2, apresentam o perfil de vazão estocásticos de algumas hidroelétricas que compõe o sistema, contemplando uma apuração mensal de um período de 91 anos, dados armazenados e utilizados pela ONS e Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE) para aplicação no planejamento da operação (ALENCAR, 2018; EPE; MME, 2018; HUANG et al., 2020).

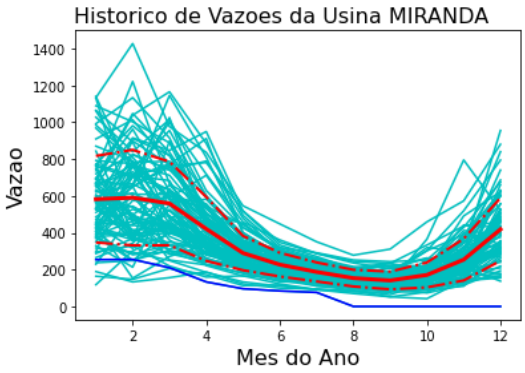


Figura 1 – Histórico de vazões da Usina de Miranda

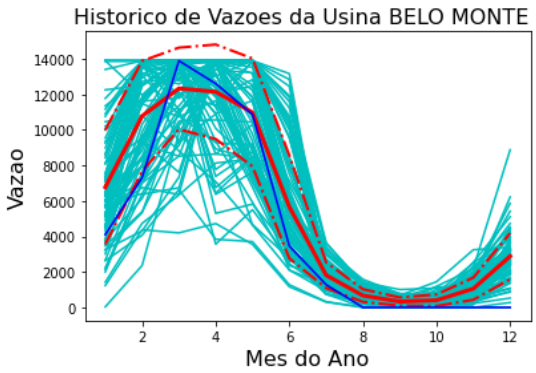


Figura 2 – Histórico de vazões da Usina de Belo Monte

Diante das questões apresentadas, tem-se então a definição das funções de custo futuro e custo imediato, em que uma operação ótima dar-se-ia mediante a minimização do custo total de operação. Com as devidas análises na relação de custo imediato e futuro, percebe-se que uma determinada decisão acarreta em uma relação direta do custo da água, representada pela derivada da função de custo futuro e o volume final de armazenamento do reservatório.

Por certo, ciente da importância do produto energia elétrica, uma utilização ótima dos recursos primários proporciona uma adição de solidez, confiabilidade e segurança energética do país. Nesse interim, a exploração de técnicas que buscam o refinamento do problema de despacho via uma melhor previsibilidade na geração demonstra seu potencial contributivo com a temática.

3. EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

Diversas são as técnicas de otimização de sistemas, as quais perfazem contextos baseados em sistemas inteligentes, algoritmos genéticos, redes neurais artificiais, sistemas híbridos, dentre outras, buscando o alinhamento ótimo em um determinado nicho de atuação. Nesse prisma, técnicas de algoritmos evolutivos têm grande aplicabilidade nas mais diversas pesquisas operacionais destacando-se as oriundas advindas da metodologia de Evolução Diferencial (ED), haja vista os grandes resultados que a literatura aponta e sua forma simples de aplicação (KAGAN; SCHMIDT; OLIVEIRA, 2009)(PEDREGOSA, 2011; SARKAR; BALI; SHARMA, 2018).

A ED consiste em um algoritmo de busca global estocástico, sua estratégia de evolução da população consiste em métricas matemáticas, com grande viés probabilístico, a mesma utiliza a diferença entre pares de indivíduos na população para gerar novos indivíduos, chamados vetores-diferença. A partir da seleção aleatório de dois indivíduos, forma-se um vetor diferença que consiste em uma solução mutante perante a corrente que irá perturbar a solução corrente até que o processo encontre o valor global.

4. ESTUDO DE CASO

Diante da temática apresentada anteriormente, o presente trabalho tem o objetivo de buscar uma seleção ótima de cenários estocásticos de vazão afluente via aplicação da técnica de ED. A seguir, serão discorridos os casos de estudos ser trabalhados, bem como, as características e aplicações do sistema implementado. Vale ressaltar que os desenvolvimentos de todos os algoritmos se deram na linguagem de programação Python, sendo utilizada a biblioteca PySDDP para aplicação da metodologia PDDE.

4.1 Caso 1 – Modelagem matemática e estratégia inicial para aplicação ED em uma amostra aleatória de vazões afluentes

Conforme descrito nos tópicos anteriores, a previsibilidade da geração hidroelétrica possui um intenso cenário estocástico, tal fato, faz com que uma imensa amostragem histórica seja analisada. Nesse sentido, a estratégia utilizada para uma representação ótima de um cenário de afluência mediante uma grande amostra de dados, foi a de utilizar um cenário típico esperado, modelado através de uma função de quinto grau. As Figuras 5 e 6, a seguir, apresenta o cenário estocástico a ser trabalhado e a função típica para uma condição de 12 estágios de avaliação.

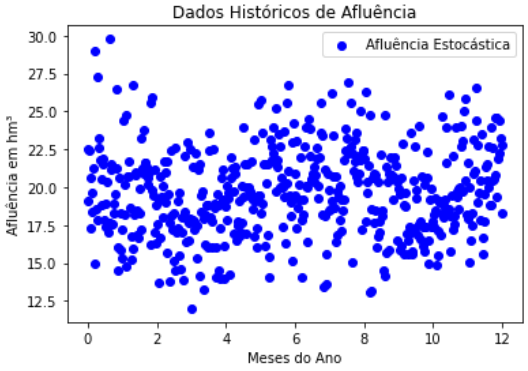


Figura 5 – Cenários estocásticos de vazões de afluentes

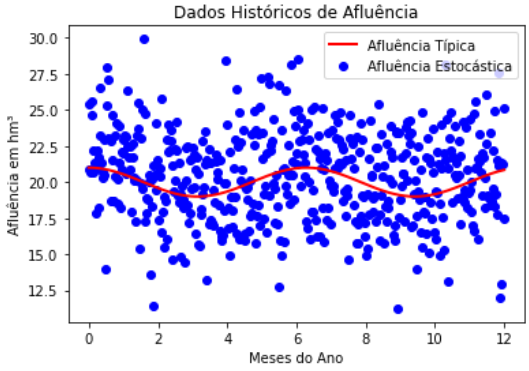


Figura 6 – Cenário típico de vazões de afluência

Mediante as amostras estocásticas de vazão e a vazão típica esperada, percebe-se que com o uso da função de erro quadrado médio, as diversas

amostras aleatórias poderiam ser selecionadas de forma otimizada, mediante a minimização da função de RMS, com aplicação da técnica de Evolução Diferencial. Assim, a modelagem do algoritmo de ED recebeu os seguintes parâmetros definido em (1) a (8):

$$\text{Minimizar RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(\text{Afluência}_{\text{esperada}} - \text{Afluência}_{\text{típica}})^2}{n}} \quad (1)$$

Sujeitos a:

$$\text{População} = 30 \quad (2)$$

$$\text{LImites} = [-40, 40] \quad (3)$$

$$\text{Mutação} = 0.7 \quad (4)$$

$$\text{Cruzamento} = 0.7 \quad (5)$$

$$\text{Afluência}_{\text{Típica}} = C_1 + C_2x^2 + C_3x^3 + C_4x^4 + C_5x^5 \quad (6)$$

4.2 Caso 2 – Discretização do perfil aleatório e perfil de afluência advindo da aplicação do algoritmo de ED, bem como inserção de um novo perfil de afluência com seis cenários distintos, para análises no Caso 2

Esta etapa materializa-se na discretização do cenário de afluência encontrado pelo algoritmo de ED, juntamente com a discretização de mais dois perfis de afluência para posterior aplicação no Caso 3.

4.3 Caso 3 – Aplicação da metodologia de PDDE nos perfis discretizados no Caso 2

Por fim, neste momento de posse dos perfis descritos no Caso 3, foi aplicado a metodologia de PDDE com o uso da biblioteca PySSD em sua classe Classroom. A Tabela 1 a 3 apresenta a parametrização do sistema utilizado nas simulações pertinentes.

Tabela 1 – Dados usinas termoelétricas

Variáveis Analisadas	Custo Operacional [$]	Capacidade [MWmed]
Usina térmica 1	10	15
Usinas térmica 2	25	10

Tabela 2 – Dados usina hidroelétrica

Variáveis Analisadas	Usina hidroelétrica
Quantidade	01
Volume total do reservatório [hm³]	100
Volume morto ou mínimo [hm³]	20
Volume útil [hm³]	80
Produtibilidade [MWmed/hm³]	0.95
Engolimento máximo [hm³]	60

Tabela 3 – Dados de carregamento e déficit

Variáveis Analisadas	
Carga [MWmed] mensal	50
Custo Déficit [$/MWmed]	500

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

As discussões que seguem contemplam a aplicação dos estudos de caso tratados na seção anterior.

5.1 Análises e resultados Caso 1

As Figuras 7 a 10 ilustram os resultados auferidos, na aplicação da técnica de ED para determinação da afluência ótima, mediante um perfil típico fornecido.

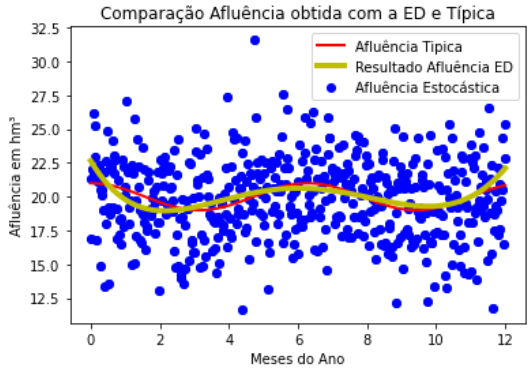


Figura 7 – Afluência obtida com a aplicação da ED

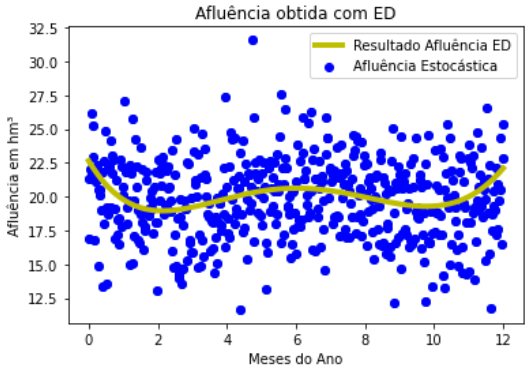


Figura 8 – Afluência obtida com a aplicação da ED e afluência aleatória

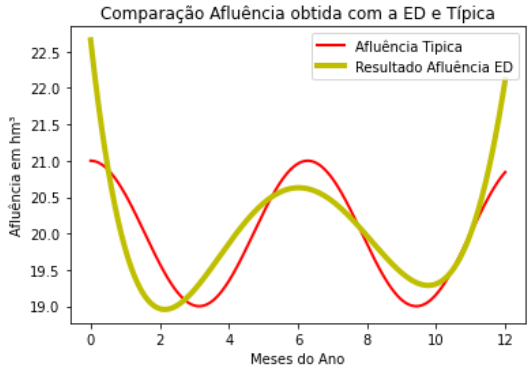


Figura 9 – Afluência obtida da ED e afluência típica

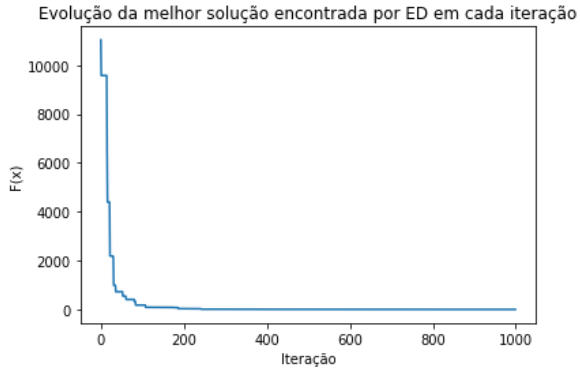


Figura 10 – Convergência da melhor solução encontrada pelo algoritmo da ED

Análise dos resultados: Diante dos resultados encontrado, percebe-se que a aplicação da técnica de Evolução Diferencial, perante o uso da função de erro quadrado para estimar uma função típica de afluência, mostrou bastante satisfatória e com ótimos resultados encontrados. A Figura 7, aponta os qual próximo foi o perfil resultado da afluência advinda da ED, diante do cenário aleatório de vazões afluentes iniciais. Nesse sentido, o perfil encontrado pelo algoritmo de ED, consiste uma um único cenário ótimo de previsibilidade na geração, que será empregado na metodologia PDDE e assim, averiguado os valores da função de custo futuro. Outro ponto que corrobora e demonstra o bom resultado encontrado, materializa-se na convergência da evolução da melhor solução, perante o número de iterações. Por certo, a estratégia de evolução

diferencial mostra-se com considerável potencial no tratamento da previsibilidade de geração hidroelétrica.

5.2 Análises e resultados Caso 2

As Figuras 11 a 13 ilustram os resultados auferidos, na discretização dos perfis de afluência.

Figura 11 – Cenário de Afluência – Perfil Aleatório

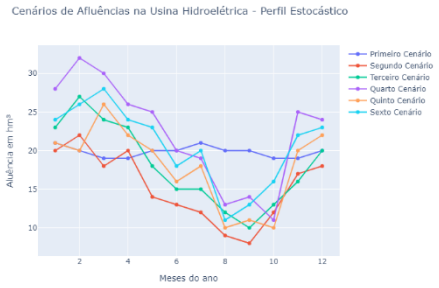


Figura 12 – Cenário de Afluência – Perfil Estocástico

Figura 13 – Cenário de Afluência – Perfil de Afluência ED

Análise dos resultados: As figuras 11 a 13 apresentam apenas o processo de discretização dos perfiz de afluência a serem considerados no Caso 03. È valido ressaltar que devido o perfil de afluência encontrado após a aplicação da técnica de ED, ser um perfil otimizado, este apresenta somente o melhor cenário pra o período de planejamento a ser estudado. Diferentemente, fez-se o uso de perfis aleatórios e típicos, considerando seis cenários distintos, para assim poder comparar a eficácia da técnica evolutiva implementada.

5.3 Análises e resultados - Caso 3

A Tabela IV, apresenta os resultados após a simulação dos perfis de afluência apresentados anteriormente nas seções anteriores

Tabela IV – Resultados metodologia PDDE para os estudos de caso

Variáveis Analisadas	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Número de estágios	8	8	8
Número de cenários	3	3	3
Volume inicial [hm³]	60	60	60
Afluência no primeiro mês [hm³]	23	23	23
Volume final na usina [hm³]	83	60.5	58.9
Volume turbinado na usina [hm³]	0	22.5	24.1
Volume vertido [hm³]	0	0	0
Geração térmica 1	15	15	15
Geração térmica 2	10	10	10
Defícit	25	3.6	2.1
Valor da água na usina [$]	9320	3070	2400
Custo futuro [$]	475	475	475
Custo total [$]	22217	5275	3850

Análise dos resultados: A Tabela IV apresenta os resultados para os três casos elencados, e percebe-se que ao ser analisado o custo total e custo futuro, o perfil de afluência advindo da ED demonstrou possuir a melhor estimativa da previsibilidade de geração hídrica, haja vista os resultados em unidades financeiras.

6. CONCLUSÕES

O presente trabalho teve por foco explorar os processos relacionados à otimização de afluências estocásticas na geração hidroelétrica. Para tanto, utilizou-se da técnica de Evolução Diferencial a fim de obter um cenário ótimo de previsibilidade e assim aplicar a metodologia de PDDE, avaliando os resultados operacionais mediante a função de custo total. Por certo, os resultados demonstraram o sucesso da aplicação realizada demonstrando a potencialidade da ED na aplicação da previsibilidade de geração hidráulica e, por conseguinte nas condições de despacho ótimo de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALENCAR, C. A. de. Impacto Da Geração Híbrida Hidráulica- Impacto Da Geração Híbrida Hidráulica-. 2018. 1–99 f. UTFPR, 2018.

ANEEL. Sistema de Informações da ANEEL. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>.

EPE/MME. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas : Produção e Uso de Energia. Epe, p. 97, 2016.

EPE. Plano Nacional de Energia 2030. Empresa de Pesquisa Energética, EPE. Brasília: Brasil. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_10.pdf>. , 2007

EPE; MME. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE e MME, p. 27, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>.

FERNÁNDEZ-DELGADO, M. et al. An extensive experimental survey of regression methods. Neural Networks, v. 111, p. 11–34, mar. 2019. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0893608018303411>.

HUANG, Q. et al. Stochastic Economic Dispatch of Hydro-Thermal-Wind-Photovoltaic Power System Considering Mixed Coal-Blending Combustion. IEEE Access, v. 8, p. 218542–218553, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9279203/>.

JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. B.; STRBAC, G. Distributed generation. [S.l: s.n.], 2010.

KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência. [S.l.]: Blucher, 2009.

NERY, E. Mercados e Regulamentação de Energia Elétrica. Rio de Janeiro:

Cigre-Brasil, 2012.

PEDREGOSA, F. et al. Scikit-learn: Machine Learning in Python. Environmental Health Perspectives, p. 6, 2011.

SARKAR, D.; BALI, R.; SHARMA, T. Practical Machine Learning with Python. Berkeley, CA: Apress, 2018. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4842-5121-8>.

APLICAÇÃO DE ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DO MONTANTE ÓTIMO DE DEMANDA CONTRATADA

Walter Aguiar Martins Júnior[1]; Débora Finazzi Luz Farah[1]; Carla Cristiny Esteves de Oliveira[1]; Danilo Ferreira de Souza[2]; Felipe Moya Scarsi[2]; Rogerio Lucio Lima[2]; Jakson Paulo Bonaldo[2]

[1]Tribunal de Contas do Estado de Mato Grosso; [2]Universidade Federal de Mato Grosso

RESUMO

A energia elétrica é um dos mais elevados custos do serviço público no Brasil. Assim, o uso racional de energia elétrica faz parte de um conjunto de estratégias responsáveis por reduções de perdas e racionalização técnico-econômica. A otimização da contratação e do uso da energia elétrica é uma ação que compõe o conjunto de técnicas referentes à eficiência energética atuando em reduções de custos administrativas envolvendo aspectos contratuais, mudança de hábitos e procedimentos internos. Este trabalho demonstra a utilização de algoritmos de otimização para definição automática do montante ótimo de demanda a ser contratada, para um estudo de caso aplicado a quatro unidades consumidoras (UCs) de um Órgão Público do Estado de Mato Grosso tomando como base o histórico de demanda consumida e contratada, bem como nos custos relacionados a estes montantes. Foram testados três métodos de otimização: Método 1 – Gradientes Reduzidos Generalizados (GRG) Não Linear; Método 2 – Evolucionário e; Método 3 – Moderna Teoria Financeira aplicado ao Nível Ótimo de Contratação de Demanda. Considerando a escolha do melhor método em cada UC da entidade, houve redução de 12,96% da somatória da Demanda Contratada e redução de 2,13% na somatória das faturas de energia elétrica.

Palavras-chave: Tarifação; Demanda contratada; Demanda medida; Algoritmos de otimização.

ABSTRACT

Electricity represents an important cost for the public service in Brazil. Then the efficient use of electricity is a key part of strategies targeting economic efficiency

based on costs cutting and losses reduction. Therefore, the optimization of contracted demand represents an important part of actions aiming the increase of energy efficiency and reduction of energy costs including contractual aspects, behavior changing and internal procedures. In the present work the optimum value of the nominal demand is calculated through the use of optimization algorithms considering a case study based on past data of demand and energy costs of four energy consumer unities (UC) that composes the energy distribution system of a public building of the Mato Grosso State Government. Three optimization algorithms were tested: Method 1 – Reduced Generalized Gradient (GRC); Method 2 – Evolutionary Algorithm; and Method 3 – Modern Financial Theory. Considering the results of the best method applied to each UC it is shown a decrease of 12.96% in the contracted demand and a decrease of 2.13% of the overall energy cost considering the sum of the four UCs.

Keywords: Pricing; Contracted demand; Measured demand; Optimization Algorithms.

1. INTRODUÇÃO

Consumidores de energia conectados a tensões de fornecimento superiores a 2,3 kV enquadrados na modalidade tarifária azul ou verde devem instituir em contrato com a concessionária de energia elétrica um montante de demanda fixa a ser contratado no horário de ponta e no horário fora-de-ponta (ANEEL Res. 1000, 2021). Caso seja verificado no período mensal de medição demandas que ultrapassem o montante contratado, penalidades são aplicadas ao consumidor. Nos casos em que a demanda medida for menor que a demanda contratada, o consumidor paga por um montante de demanda que não estaria sendo plenamente utilizado. Idealmente, deseja-se que o montante de demanda medido seja o mais próximo ao montante de demanda contratado.

A determinação da demanda a ser contratado em geral é feito a priori da conexão do consumidor ao sistema elétrico, tomando como base a carga instalada e o perfil de utilização dos equipamentos. No entanto, é comum que solicitar a concessionária de energia elétrica o reajuste do montante de demanda

contratada depois de conhecer o perfil de carga da instalação. Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 10000 (2021), é possível alterar a demanda em intervalos não inferiores a 12 meses.

O reajuste da demanda contratada, em geral, se faz através da análise do histórico de demanda medida, de modo a prever um valor que que aproxime o máximo possível das medições dos meses subsequentes. No entanto, devido à característica intermitente e sazonal das cargas, o valor ajustado para a demanda pode ficar abaixo ou acima do efetivamente utilizado em um determinado mês. Por este motivo, geralmente a demanda é sobre contratada (demanda contratada a mais e não efetivamente utilizada) quanto a ultrapassagem da demanda contratada geram custos adicionais para o consumidor. Estes custos podem ser considerados no instante da definição do montante de demanda a ser reajustado.

Convencionalmente a determinação de demanda a ser contrata não realizada por meio de utilização de métodos matemáticos dedicados. Por este motivo este trabalho apresentou a utilização de três metodologias específicas para cálculo da demanda a ser contratada, tomando como base o histórico de utilização da demanda e os custos totais com energia elétrica.

2. MÉTODOS UTILIZADOS PARA OTIMIZAÇÃO DA DEMANDA CONTRATADA

Um dos fatores fundamentais para a escolha de uma metodologia de estimação de valores ótimos de demanda a serem contratados é a sua facilidade de aplicação, e possibilidade replicação. Por isso, este trabalho foca na utilização da ferramenta de planilhas eletrônicas Microsoft Excel, a qual é largamente utilizada pelos profissionais responsáveis pelo gerenciamento de energia de unidades consumidoras de energia.

Assim, foram definidos dois métodos numéricos de otimização, nativos do software Microsoft Excel (MICROSOFT, 2022) e um método analítico para definição do valor ótimo de demanda contratada que proporcione o menor custo total com esta parcela da fatura de energia elétrica.

Método 1 – Gradientes Reduzidos Generalizados (GRG): algoritmo para solução de problemas otimização numérica que apresentam restrições lineares. O algoritmo é geralmente aplicado para solução de problemas de maximização ou minimização, conforme (1). Este método foi concebido para determinar a direção de máxima variação que converge para solução do problema, chegando, assim, rapidamente ao resultado da otimização. O algoritmo toma como base o gradiente da uma função ou de um conjunto de dados.

$$\begin{aligned} & Min \quad f(x) \\ & s.a. \quad Ax = b \\ & \quad\quad x \geq 0 \end{aligned} \tag{1}$$

Método 2 – Evolucionário: A meta-heurística Algoritmo Genético (AG) faz parte de um conjunto de algoritmos mais abrangente, chamados de Algoritmos Evolutivos (GOMES, 2017). As pesquisas nesta área convergiram para a mimetização do mecanismo de evolução biológica dos seres vivos a fim de resolver problemas de otimização, resultando em diferentes abordagens e algoritmos, sendo os AG os principais algoritmo a empregaram esta abordagem. A utilização de AG para otimização de problemas envolve a criação de uma população inicial que percorrerá as possíveis soluções do problema. Sendo que a solução converge para os caminhos que apresentam as soluções mais viáveis (mínimos ou máximos locais e/ou globais). Esta busca é mantida até que algum critério de parada seja atingido. Durante a execução do AG, pode haver a recombinação de populações, a geração de filhos que percorrem ramificações dos caminhos principais e a mutação dos entes da população para buscar por características específicas da solução.

Os métodos 1 e 2 são amplamente utilizados, devido à sua simples implementação e devido ao fato de serem disponibilizados de forma nativa no pacote Solver disponível no Microsoft Excel (GARCIA-NETO, 2017).

Método 3 – Moderna Teoria Financeira aplicado ao Nível Ótimo de Contratação de Demanda: Utilizado devido à semelhança existente entre a

metodologia de faturamento de energia elétrica e a teoria das opções financeiras. “A metodologia afirma necessidade de se trabalhar com uma razoável quantidade de dados históricos acerca do comportamento da demanda da UC” (OLIVEIRA, 2006).

O modelo consiste na aplicação das equações (2) e (3). Sendo que C_D representa a demanda ótima a contratar (kW), $D\mu$ a média logarítmica das demandas registradas no período (kW), σ_L o desvio padrão das demandas registradas; N: número de demandas registradas (N = 48), TD a tarifa de demanda contratada (R$/kW) e, por fim, TS representa a tarifa de ultrapassagem de demanda (R$/kW).

$$C_D = D_\mu . e^{\sigma_L . N^{-1} . \left(1 - \frac{TD}{TS}\right)} \quad (2)$$

$$D_\mu = e^{\mu_L} = \left(\prod_{t=1}^{N} D_{R_t} \right)^{\frac{1}{N}} \quad (3)$$

3. METODOLOGIA DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

3.1 Definição de Escopo e Cenário de Análise

Inicialmente levantou-se banco de dados com todas as informações das faturas de energia elétrica de 4 Unidades Consumidoras (UCs) de um órgão público do estado de Mato Grosso. Em seguida definiu-se o período a ser utilizado no cenário de análise. As faturas mensais das 4 UCs em análise foram planilhadas entre o período de 2013 e 2021. Verificou-se que as faturas dos meses de referência de janeiro de 2013 a abril de 2016 não apresentavam a informação da Demanda Medida, impossibilitando a análise comparativa entre a Demanda Contratada e a máxima demanda efetivamente mensurada no mês de referência. A partir de março de 2020, a entidade apresentou uma dinâmica diferenciada no que diz respeito ao consumo de energia elétrica devido à pandemia de Covid-19 e a instituição do sistema de teletrabalho, o que levou ao esvaziamento do espaço físico.

Considerou-se, portanto, o cenário de análise de 4 anos entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019, a fim de verificar a variação mensal do perfil de consumo da entidade e a variação anual. As análises foram realizadas para cada UC individualmente. As 4 UCs analisadas são atendidas em alta tensão (13,8 kV), com contratação de demanda de potência (kW). A Tabela 1 apresenta um resumo das Unidades Consumidoras da entidade e suas principais características.

Tabela 1 - Informações de modalidade tarifária e demanda contratada das UCs do TCE/MT

Unidade Consumidora	Modalidade Tarifária	Demanda Contratada (kW)
UC 1	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	220
UC 2	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	650
UC 3	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	299
UC 4	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	220

3.2 Histórico de Demanda Contratada e Medida

As Tabelas 2 e 3 apresentam um resumo do histórico das demandas contratadas, medidas e não consumidas para duas das quatro UCs analisadas. Não foram apresentados todos os dados devido ao limite de páginas exigidos pelo congresso.

Evidenciou-se oportunidade de adequação das demandas contratadas das UCs em análise, haja visto a persistência mensal de parcela significativa de Demanda não Consumida ou de Ultrapassagem de Demanda (se tratando da UC2). Ambas as situações representam desperdício de recursos financeiros que podem ser mitigados.

3.3 Tratamento dos dados para posterior aplicação dos métodos de otimização

Esta etapa consistiu em separar as UCs e tabular, para cada mês de referência, as seguintes informações: a) Demanda Contratada (em kW); b) Demanda Medida (em KW); c) Demanda Não Consumida (em kW); d) Valor da

Fatura (em R$); e) Tarifa da Demanda (em R$/kW); f) Tarifa da Demanda de Ultrapassagem (em R$/kW); g) Custo com Demanda Contratada (em R$); h) Parcela do Custo referente à Demanda Medida (em R$); i) Parcela do Custo referente à Demanda Não Consumida (em R$); j) Parcela do Custo referente à Ultrapassagem da Demanda Contratada (em caso de, em R$/kW).

Tabela 2 - Histórico do Perfil da UC1

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
jan/16	220	220	0	**jan/18**	220	167,3	52,7
fev/16	220	220	0	**fev/18**	220	159,9	60,1
mar/16	220	220	0	**mar/18**	220	184,5	35,5
abr/16	220	220	0	**abr/18**	220	187	33
mai/16	220	184,5	35,5	**mai/18**	220	155	65
jun/16	220	166,1	54	**jun/18**	220	148,8	71,2
jul/16	220	155	65	**jul/18**	220	156,2	63,8
ago/16	220	157,4	62,6	**ago/18**	220	146,4	73,6
set/16	220	177,1	42,9	**set/18**	220	172,2	47,8
out/16	220	200,5	19,5	**out/18**	220	204,2	15,8
nov/16	220	201,7	18,3	**nov/18**	220	187	33
dez/16	220	173,4	46,6	**dez/18**	220	191,9	28,1
jan/17	220	180,8	39,2	**jan/19**	220	166,1	54
fev/17	220	132,8	87,2	**fev/19**	220	148,8	71,2
mar/17	220	167,3	52,7	**mar/19**	220	167,3	52,7
abr/17	220	177,1	42,9	**abr/19**	220	177,1	42,9
mai/17	220	173,4	46,6	**mai/19**	220	167,3	52,7
jun/17	220	183,3	36,7	**jun/19**	220	4,9	215,1
jul/17	220	172,2	47,8	**jul/19**	220	159,9	60,1
ago/17	220	161,1	58,9	**ago/19**	220	161,1	58,9
set/17	220	187	33	**set/19**	220	189,4	30,6
out/17	220	188,2	31,8	**out/19**	220	194,3	25,7
nov/17	220	214	6	**nov/19**	220	178,4	41,7
dez/17	220	191,9	28,1	**dez/19**	220	182	38

Ressalta-se que os custos com i) demanda não consumida e ii) ultrapassagem de demanda podem ser vistos como desperdício de recursos. Por isso, estes parâmetros são utilizados como restrição (menor e maior demanda registradas no período em análise). A somatória dos custos referentes à i) à demanda não consumida e ii) ultrapassagem de demanda contratada também são utilizados como restrição, sendo que o algoritmo otimizador buscará o menor valor possível para esta parcela, buscando aqui o montante ótimo de demanda contratada.

Tabela 3 - Histórico do Perfil da UC2

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
jan/16	650	650	0	**jan/18**	650	616	34
fev/16	650	650	0	**fev/18**	650	630	20
mar/16	650	650	0	**mar/18**	650	686	-36
abr/16	650	650	0	**abr/18**	650	588	62
mai/16	650	602	48	**mai/18**	650	602	48
jun/16	650	546	104	**jun/18**	650	574	76
jul/16	650	504	146	**jul/18**	650	560	90
ago/16	650	560	90	**ago/18**	650	546	104
set/16	650	602	48	**set/18**	650	672	-22
out/16	650	504	146	**out/18**	650	686	-36
nov/16	650	602	48	**nov/18**	650	686	-36
dez/16	650	574	76	**dez/18**	650	672	-22
jan/17	650	574	76	**jan/19**	650	658	-8
fev/17	650	546	104	**fev/19**	650	658	-8
mar/17	650	532	118	**mar/19**	650	672	-22
abr/17	650	560	90	**abr/19**	650	672	-22
mai/17	650	602	48	**mai/19**	650	672	-22
jun/17	650	574	76	**jun/19**	650	644	6
jul/17	650	504	146	**jul/19**	650	574	76
ago/17	650	546	104	**ago/19**	650	574	76

set/17	650	644	6	**set/19**	650	672	-22
out/17	650	672	-22	**out/19**	650	714	-64
nov/17	650	686	-36	**nov/19**	650	644	6
dez/17	650	658	-8	**dez/19**	650	602	48

Para cada Unidade Consumidora da entidade foi criada uma pasta de planilha eletrônica com as seguintes configurações: a) Coluna A2:A49: Demanda Contratada; b) Coluna B2:B49: Demanda Medida; c) Coluna C2:C49: Demanda Não Consumida; d) Coluna D2:D49: Custo da Demanda Contratada; e) Coluna E2:E49: Custo da Demanda Contratada (Entre 100% e 105%); f) Coluna F2:F49: Custo da Demanda Não Consumida; g) Coluna G2:G49: Custo da Demanda de Ultrapassagem; h) Coluna H2:H49: Tarifa de Demanda; i) Coluna I2:I49: Tarifa da Demanda de Ultrapassagem; j) Coluna J2:J49: Valor da Fatura; k) Célula K2: Valor da demanda contratada, a ser ajustada pelo algoritmo otimizador; l) Célula L2: menor demanda medida no período; m) Célula M2: maior demanda medida no período; n) Célula D50: Total do Custo da Demanda Contratada); o) Célula E50: Total do Custo da Demanda Contratada (Entre 100% e 105%); p) Célula F50: Total do Custo da Demanda Não Consumida. q) Célula G50: Total do Custo da Demanda de Ultrapassagem; r) Célula G51: Total do Custo de Desperdício. As colunas possuem 48 células, uma para cada mês de referência (janeiro de 2016 a dezembro de 2019).

Na sequência, para os métodos 1 e 2, em que são utilizados algoritmos do Solver ®, incorporados no Microsoft ® Excel ®, foi usada a seguinte sequência de cálculos: a) Dados, Análise e Solver; b) Definir Objetivo: $G$51: Total do Custo de Desperdício; c) Para: Mín; d) Alterando Células Variáveis: $K$2: Valor da demanda contratada; e) Sujeito às Restrições; e.1) $K$2 <= $L$2 (Menor demanda no período); e.2) $K$2 <= $M$2 (Maior demanda no período); f) Habilitar opção Tornar Variáveis Irrestritas Não Negativas; g) Selecionar um Método de Solução: Método 1: GRG Não Linear ou Método 2: *Evolutionary*; h) Resolver. Um tutorial detalhado sobre a utilização dos recursos de otimização do Microsoft Excel está disponível em (MICROSOFT, 2022).

O método 3 foi implementado através de fórmula do Microsoft Excel, reproduzindo (2) e (3), conforme destacado na Seção 2.

4. RESULTADOS

Os três métodos de otimização abordados neste trabalho foram aplicados às 4 UCs, individualmente. Verificou-se o ponto ótimo de demanda de potência a ser contratada para cada Unidade Consumidora e os referidos ganhos financeiros.

Evidenciou-se inicialmente a diferença entre o custo com demanda no cenário atual e no cenário de contratação ótima. Em seguida, comparou-se o cenário atual e o cenário ótimo, bem como foram comparadas as taxas percentuais entre os custos financeiros com a demanda contratada e o total da fatura de energia elétrica, haja vista que não foi realizado a atualização monetária dos valores passados.

Após aplicação das metodologias escolhidas para simulação de contrato de demanda ótima, foi definido o valor obtido para a demanda que representasse a maior redução global de custos com energia elétrica no período. A Tabelas 4 e a Tabela 5 apresentam os resultados sintéticos das simulações dos cenários, considerando cada um dos algoritmos de otimização utilizados, evidenciando as demandas (kW) e os valores de fatura (kW), respectivamente.

Tabela 4 – Resultado sintético da aplicação dos métodos otimizadores às UCs (Demanda, kW)

Unidade Consumidora (UC)	Demanda (kW)				
	Atual	Método 1	Método 2	Método 3	Ótima
UC 1	220	182,74	182,76	230,44	183
UC 2	650	640,00	653,33	1.100,28	640
UC 3	299	232,00	232,00	334,69	232
UC 4	220	153,46	153,46	197,82	154
Total	**1.389**	**1.208,20**	**1.221,55**	**1.863,23**	**1.209**
Diferença Absoluta da Demanda Atual	**0**	**-180,80**	**-167,45**	**474,23**	**-180**
Diferença Percentual da Demanda Atual	**0,00%**	**-13,02%**	**-12,06%**	**34,14%**	**-12,96%**

Tabela 5 - Resultado sintético da aplicação dos métodos otimizadores às UCs (Fatura, R$)

Unidade Consumidora (UC)	Fatura (R$)				
	Atual	Método 1	Método 2	Método 3	Ótimo
UC 1	735.539,11	708.756,85	708.766,85	743.261,65	708.756,85
UC 2	3.429.092,35	3.420.557,65	3.429.642,37	3.755.940,44	3.420.557,65
UC 3	945.833,55	905.341,83	905.341,93	956.100,64	905.341,83
UC 4	725.597,39	676.890,39	676.890,38	709.194,68	676.890,38
Total	**5.836.062,40**	**5.711.546,72**	**5.720.641,53**	**6.164.497,41**	**5.711.546,72**
Diferença Absoluta da Fatura Atual	**5.834.673,40**	**5.710.157,72**	**5.719.252,53**	**6.163.108,41**	**5.710.157,72**
Diferença Percentual da Fatura Atual	**420062,88%**	**411098,47%**	**411753,24%**	**443708,31%**	**411098,47%**

Observou-se que o método analítico (Método 3), para os casos estudados, não apresentou resultado satisfatório. A coluna “Ótimo” das Tabelas 4 e 5 consolida o melhor resultado para cada UC, apresentado o resultado global. A Figura 1 apresenta os custos atual e ótimo que cada UC apresentou e a respectiva redução percentual. A Figura 2 apresenta os valores atuais e ótimos das demandas contratadas.

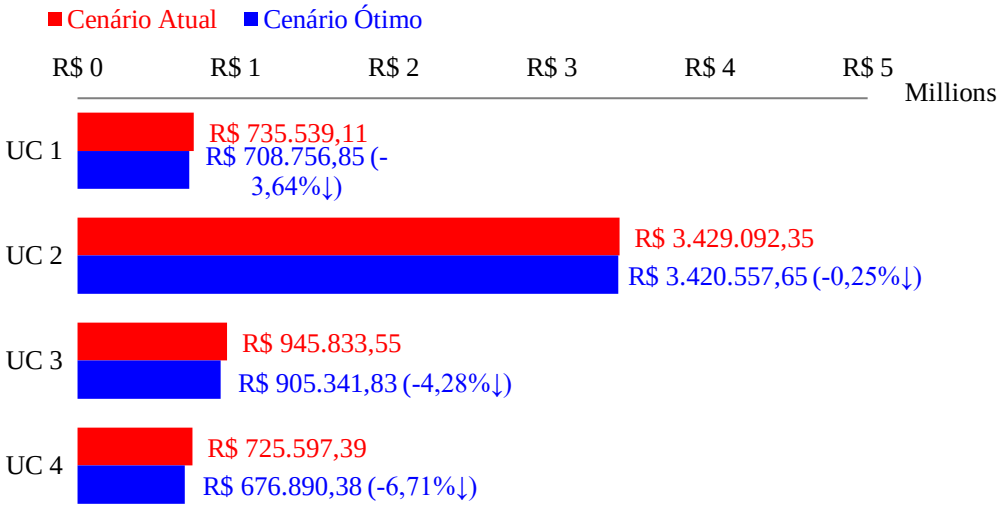


Figura 1 - Custos com fatura (atual e cenário otimizado) das UCs da entidade

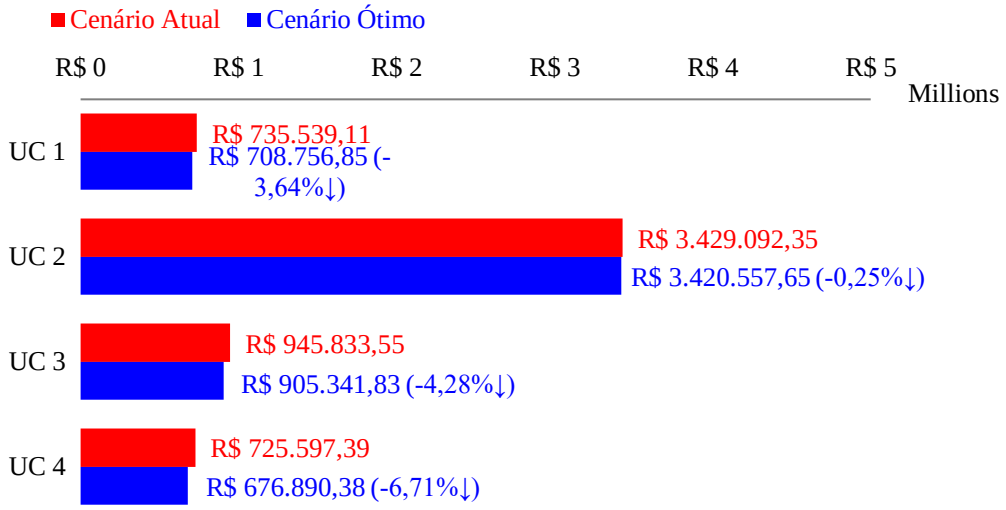


Figura 2 - Demanda contratada (atual e cenário otimizado) para as UCs da entidade

5. CONCLUSÃO

Após realizadas as simulações do montante ótimo de demanda contratada para cada UC, no cenário que abrange o período entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019, verificou-se que o órgão poderia ter economizado o valor de R$ 124.515,676, representando 2,134% dos custos totais com energia elétrica no período, caso o montante de demanda contratada tivesse sido ajustado conforme os valores sugeridos pelos métodos de otimização. Conclui-se que convém à entidade adequar as demandas contratadas das UCs, levando em consideração os valores ótimos de demanda contratada apontados na Figura 1.

Destaca-se, ainda, que os métodos apresentados permitem que a demanda seja otimizada sem exigir do operador ou responsável pelo gerenciamento do sistema elétrico das UCs conhecimentos aprofundados em otimização ou programação linear ou não linear, de modo que os métodos pudessem ser implementados em um editor de planilhas convencional. Neste trabalho foi utilizado o Microsoft ® Excel ® devido ao seu uso cotidiano por engenheiros e administradores e devido à ferramenta de otimização estar disponível nativamente neste editor de planilhas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASÍLIA. *Resolução normativa ANEEL. nº 1000 de 7 de dezembro de 2021*. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acessado em 10/01/2022.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Disponivel em < https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>.Acesso em 20 de maio de 2022.

OLIVEIRA, D.G.; CASTRO, A.R.; DOMINGUES, E.G. *Using the Modern Financial Theory to Obtains the Optimal Level of Contract and Predict Payments of Electrical Energy Invoice*. In: IEEE PES Transmissiona and Distribution Conference and Exposition Latin America, Caracas, 2006.

ROSIAK, R.G.; RIBEIRO, J.L.D. *Redução de custos no gerenciamento de energia elétrica: otimização da demanda contratada por unidades consumidoras de alta tensão*. In: International Journal of Electrical Power and Energy Systems.

MICROSOFT. *Tutorial Solver Microsoft Excel*. Disponível em <https://support.microsoft.com/pt-br/office/definir-e-resolver-um-problema-usando-o-solver-5d1a388f-079d-43ac-a7eb-f63e45925040>. Acesso em 2 de junho de 2022.

GARCIA-NETO, MANOEL. *Aplicação dos Métodos: Evolucionário e Gradiente Reduzido Generalizado a fim de Otimizar Modelos Não Lineares na Nutrição de Precisão*. 2017. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/204890>.

GOMES, F. M., PEREIRA, F. M., MARINS, F. A. S., & SILVA, M. B. *Estudo comparativo entre os métodos gradiente reduzido generalizado e algoritmo genético em otimização com múltiplas respostas*. Revista Produção Online, 17(2), 592–619. https://doi.org/10.14488/1676-1901.v17i2.2566.

APLICAÇÃO DE UM MODELO DE EQUILÍBRIO GERAL PARA ESTIMAR OS IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS DA DESCARBONIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

Hugo Muniz Bolognesi[1]; Danielle Rodrigues Raimundo[1]; Carla Kazue Nakao Cavaliero[1]; Marcelo Pereira da Cunha[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

A descarbonização para uma matriz elétrica renovável requer uma substituição do uso dos combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia. Em vista disso, o presente trabalho avalia os impactos socioeconômicos da descarbonização do setor elétrico no Brasil, utilizando um modelo de Equilíbrio Geral Computável (EGC). Um cenário de substituição de combustíveis fósseis por energia renovável com armazenamento foi construído, a fim de se estimar os custos dessa substituição. Os resultados do modelo de EGC mostraram que a transição energética, além dos benefícios da descarbonização da matriz elétrica, pode auxiliar na criação de empregos, no desenvolvimento econômico do país e na redução dos preços da energia e dos combustíveis ao consumidor. Em contrapartida, existe uma alta demanda por investimentos e uma redução das atividades e da produção dos setores envolvidos no refino de petróleo e combustíveis fósseis.

Palavras-chave: Descarbonização. Modelo de Equilíbrio Geral. Setor elétrico. Fontes Renováveis. Armazenamento.

ABSTRACT

The decarbonization towards a renewable energy matrix requires the replacement of fossil fuel for renewable energy sources. Hence this article evaluates the socioeconomic impacts of the electric sector decarbonization in Brazil through a Computable General Equilibrium (CGE) model. A scenario of renewable energy with energy storage replacing fossil fuel was built in order to

estimate the costs of this substitution. The EGC model results show that the energy transition can help create jobs, economic development, energy and fuels prices to consumer reduction, beyond the electricity matrix descabonization benefits. On the other hand, there is a high demand for investments, and a reduction in activities and production in the sectors involved in oil refining and fossil fuels.

Keywords: Decarbonization. General Equilibrium Model. Electric sector. Renewable sources. Storage.

1 INTRODUÇÃO

A substituição dos combustíveis fósseis pelo uso de fontes renováveis de energia deve acontecer nas matrizes elétricas de todo o mundo, impulsionada pelas questões ambientais e pelo cumprimento das metas estabelecidas no Acordo de Paris. Fontes como a energia eólica e a solar fotovoltaica, apesar de serem renováveis, trazem o problema da intermitência e da variabilidade em seus ciclos de produção, o que dificulta a segurança energética e a confiabilidade dos sistemas. Integrar grandes quantidades de recursos de geração elétrica variável na rede é um enorme desafio devido à incompatibilidade entre o fornecimento de energia e a demanda, em várias escalas de tempo (DENHOLM e MAI, 2019).

O abastecimento de energia elétrica deve ter capacidade para suprir imediatamente a máxima demanda agregada provável. Por isso, necessita de sistemas de geração, transmissão e distribuição robustos o bastante para atender à demanda quando todos os diversos consumidores de energia atuam simultaneamente. A rede elétrica é capaz de absorver a variação das fontes renováveis de energia, sem grandes problemas técnicos nem custos adicionais, se essas fontes corresponderem a até 10% da capacidade instalada do sistema (GALLO et al., 2016).

Por esse motivo, faz-se necessário acoplar essas fontes a armazenadores de energia, para expandir sua participação na matriz elétrica de forma segura e confiável. Existem vários sistemas de armazenamento, com

diferentes custos, aplicações e capacidades, sendo necessário escolher aquele que trará maior utilidade e melhor custo-benefício ao sistema de energia. Para aplicações em larga escala, os métodos mais comumente usados são os à base de hidrogênio e o armazenamento hidráulico bombeado. As baterias são melhor utilizadas em níveis residenciais e de pequenos comércios (LEONARD et al., 2020).

A exploração de hidrogênio para o setor energético recebe investimentos significativos globalmente desde o início dos anos 2000, sendo reconhecida como uma tecnologia chave para atingir cenários de zero emissão de carbono (IEA, 2021). A tecnologia de obtenção de hidrogênio por eletrólise, combinada com armazenamento em tanques para uso posterior, mostra-se estratégica para o armazenamento de energia em larga escala no Brasil. Ela é compatível com as fontes intermitentes de energia e complementa a capacidade física de geração como forma de armazenamento alternativo aos reservatórios das hidrelétricas (MME/EPE, 2021).

A transição para substituir a geração elétrica com alta intensidade de carbono pela combinação de fontes intermitentes com armazenamento de energia deve acontecer de forma gradual e com planejamento adequado. Todo esse processo requer investimentos tanto no âmbito de geração quanto de transmissão e distribuição de energia.

Sendo assim, este trabalho pretende entender os impactos da expansão das fontes renováveis com armazenamento em substituição às fontes fósseis para geração elétrica no Brasil sob o olhar econômico e social, utilizando um modelo de Equilíbrio Geral Computável. Para tanto, serão verificadas as variações nos setores de combustíveis fósseis e no setor de energia, em termos do preço da energia, consumo das famílias, produção de energia; e também com relação ao PIB, desemprego, IPC e investimentos.

2 METODOLOGIA

2.1 Modelo de Equilíbrio Geral Computável (EGC)

Modelos de Equilíbrio Geral Computável (EGC) são simulações que combinam o conceito de equilíbrio de mercado com dados econômicos, para resolver numericamente os níveis de oferta, demanda e preços que sustentam o equilíbrio em um conjunto de mercados. A base empírica desses modelos é a matriz inter-regional de contabilidade social (Social Accounting Matrix - SAM), divulgada pelo IBGE, no Brasil, que registra as receitas e despesas de todos os agentes, como os setores econômicos, fatores de produção, famílias, governo, exportações e importações, e fornece os coeficientes de entrada e saída de uma economia (MACHADO et al., 2020).

Os modelos de EGC possuem a vantagem de conseguir capturar as interdependências e interações entre os vários setores econômicos, mesmo em modelos de larga escala. Além disso, todas as relações no modelo são derivadas da teoria microeconômica, o que torna suas aplicações independentes de escalas temporais (PEROBELLI et al., 2009).

2.2 Estrutura do modelo

A SAM utilizada no presente trabalho foi extraída das "Tabela de Recursos e Usos" das contas nacionais de 2014, divulgadas pelo IBGE, inicialmente com 67 setores (IBGE, 2014). Para se adequar aos métodos de cálculo, as contas foram agregadas em 40 setores econômicos. Já o modelo utilizado no presente trabalho conta com um conjunto de equações que determinam as relações de oferta e demanda entre esses setores. O software utilizado foi o GEMPACK, que é um pacote de programas de modelagem econômica especialmente adequado para modelos de EGC (COPS, 2021). As funções utilizadas no modelo foram desenvolvidas conforme o fluxograma da Figura 1:

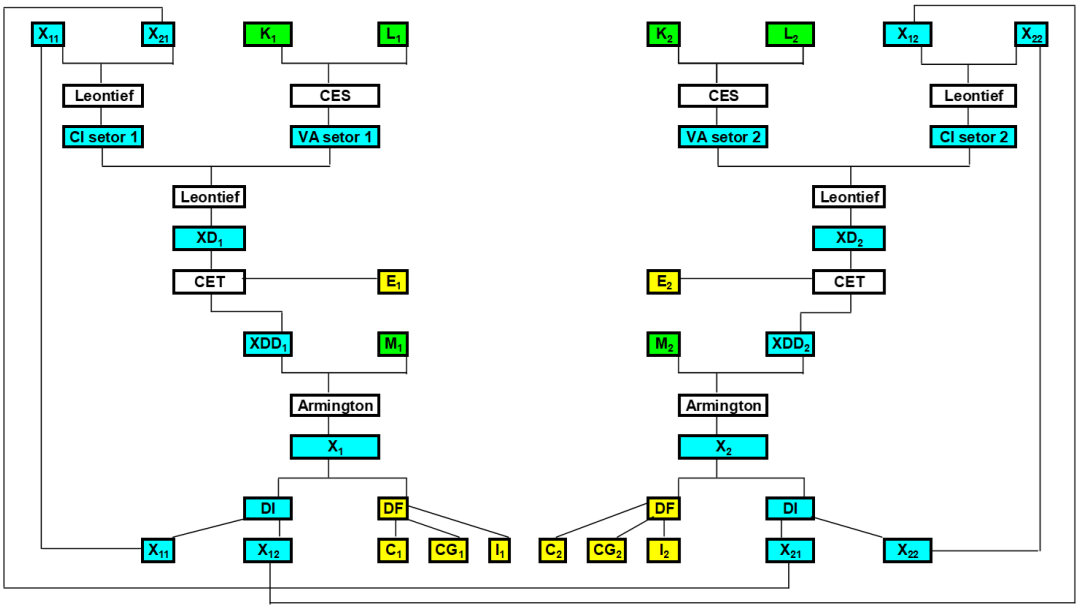


Figura 1 – Estrutura do modelo

Fonte: elaboração própria.

- O modelo considera o consumo intermediário (CI) como todas as demandas X_{ij} do setor *i* pelo setor *j*, sendo aqui modelado como uma função do tipo Leontief;
- Para o uso dos fatores primários de produção (capital (K_i), trabalho (L_i) e terra (T_i)), utilizou-se uma função do tipo CES (*Constant Elasticity of Substitution*);
- A produção doméstica (XD_i) e a exportação (E_i) foram modeladas como funções do tipo CET (*Constant Elasticity of Transformation)*;
- A oferta doméstica (XDD_i) de produtos produzidos pelo mercado doméstico e a importação (M_i) foram modelados como uma função Armington;
- A oferta total do setor (X_i) atende ao CI e à demanda das famílias (DF).

2.3 Construção do cenário

Para a criação do cenário onde ocorre a substituição dos combustíveis fósseis pelas fontes renováveis com armazenamento, primeiramente obteve-se a potência instalada total de termelétricas no Brasil. De acordo com os dados da

CCEE (2021), o Brasil possui 8.600 MW de potência instalada de termelétricas de alta intensidade de carbono, as quais queimam carvão mineral ou derivados de petróleo, integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Sendo assim, a potência instalada de fontes renováveis com armazenamento de energia precisa entregar essa mesma potência ao sistema e a mesma energia aproveitável, a fim de substituir a participação dos combustíveis fósseis.

Para a geração renovável, foi considerado um cenário com 50% da energia fornecida pela fonte eólica e 50% pela fonte solar; e para o armazenamento secundário, foi considerada a tecnologia com hidrogênio e células a combustível.

O sistema de geração planejado deve levar em consideração as perdas de energia durante as transformações do hidrogênio, tanto para formar o gás a partir da eletrólise da água, quanto para gerar energia elétrica na célula combustível (LEONARD et al., 2020). O parque gerador de energia também deve ser capaz de entregar a mesma quantidade de energia fornecida pelas termelétricas, contando com uma eficiência global de 71% dos sistemas de armazenamento de hidrogênio (LEONARD et al., 2020). Sendo assim, para substituir os atuais 206 GWh entregues pelas termelétricas, o sistema de energia renovável com armazenamento precisa ser compatível com os 8.600 MW de potência e ser capaz de gerar 353 GWh por dia. Isso significa que será necessário um parque gerador maior para disponibilizar a mesma quantidade de energia.

Segundo o relatório síntese do Balanço Energético Nacional (EPE, 2021), as termelétricas com alta intensidade de carbono representam, aproximadamente, 4,8% da matriz elétrica brasileira, considerando-se a participação das térmicas à carvão e dos derivados de petróleo. Logo, o cenário aqui construído representaria uma redução da eficiência de todo o setor elétrico em 1,4%.

Nesse cenário, foi avaliada, também, a quantidade de emissões de CO_2 equivalente (CO_2eq) evitadas baseadas na substituição das termelétricas. A Tabela 1 mostra a base de cálculo das emissões por cada tecnologia de geração

elétrica considerada. A transformação de hidrogênio tem emissões de acordo com a eletricidade de abastecimento na eletrólise (RIEVAJ; GAŇA; SYNÁK, 2019).

Tabela 1 – Emissões de CO_{2eq} para cada rota tecnológica de energia elétrica

Geração Elétrica	Fator de emissão [gCO_2eq/kWh]	Fonte
Carvão mineral	919	MME (2007)
Óleo combustível padrão	900	MME (2007)
Solar	0,035	OLIVEIRA et al. (2017)
Eólica	16,15	LOURENÇO (2016)

Fonte: elaboração própria

2.4 Fechamento e choques

Para o presente trabalho, avaliou-se os impactos socioeconômicos mais precisamente nos setores 15 (refino de petróleo e coquerias) e 28 (energia elétrica, gás natural e outras utilidades). Foi necessário incluir 1 equação no modelo para que as simulações ocorressem corretamente. Essa equação foi colocada para restringir o aumento dos coeficientes de distribuição da função CES para os fatores capital e trabalho (AlfaS), que devem sempre resultar em uma soma igual a 1. Essa restrição foi colocada para acontecer somente nos AlfaS do setor 28, sob o código a seguir:

- *EQUATION AlfaS_Somaum #AlfaS do setor 28 somando 1#*
  1 = AlfaS("Capital","s28") + AlfaS("Trabalho","s28") ;

Com a inclusão de uma nova equação, foi necessário colocar mais uma variável como endógena. Dessa forma, para a realização dos choques e simulações, foram estabelecidas as variáveis como exógenas e endógenas, de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 – Variáveis exógenas e nova variável endógena do modelo

Variáveis exógenas:	
ImpC	Alíquotas do imposto sobre o consumo das famílias
t	Parâmetro tecnológico dos setores
mi	Consumo de subsistência das famílias
miG	Consumo de subsistência do Governo
AlfaS	Parâmetro de distribuição da função CES
AlfaF	Expoentes Cobb-Douglas das famílias
a	Coeficientes técnicos de Leontief
ER	Taxa de câmbio
Sgov	Poupança do Governo
pmp	Propensão marginal a poupar das famílias
impR	Alíquota do imposto de renda
impM	Alíquotas do imposto de importação
PWM	Preço internacional de importação dos produtos
PWE	Preço internacional de exportação dos produtos
OutTrf	Outras transferências do Governo
FatorPL	Fator para reduzir o preço do fator “trabalho” para os desempregados
Alfal	Expoentes Cobb-Douglas (Investimento)
Ofp	Oferta dos fatores primários de produção
Pfator (“Trabalho”)	Preço do fator “trabalho” (numerário)
Variáveis endógenas:	
AlfaS(“Capital”,”s28”)	Parâmetro de distribuição da função CES para o uso de fator capital do setor 28

Fonte: Elaboração própria.

Os choques foram realizados nas variáveis “a” (coeficientes técnicos de Leontief) e “t” (parâmetro tecnológico dos setores) da seguinte forma:

- *shock* a("s15","s28") = -99.9
- *shock* t("s28") = -1.4

O choque de -99.9% na variável “a” reflete a total interrupção do consumo intermediário do setor 28 (energia elétrica) pelo setor 15 (combustíveis

fósseis), representando a substituição dos combustíveis fósseis. Já o choque no parâmetro “t” em -1,4% reflete a perda de eficiência do setor elétrico.

3. RESULTADOS

Após a realização dos choques, foi possível conferir os impactos para o cenário considerado. O resultado do modelo consegue refletir a necessidade de aumento de uso dos fatores Capital e Trabalho no setor 28, representando a compensação pela perda de eficiência. A Tabela 3 mostra os resultados, para os dois setores analisados, em termos das principais variáveis do modelo. A Tabela 4 mostra os resultados e alguns indicadores macroeconômicos.

Tabela 3 – Principais efeitos socioeconômicos nos setores

Setor	Preço	Produção interna do bem	Consumo das famílias	Formação Bruta de Capital Fixo	Importação	Exportação
15	-0,05%	-2,77%	0,12%	-0,31%	-2,80%	-2,70%
28	-4,49%	1,38%	2,19%	4,33%	-1,15%	2,13%

Tabela 4 – Resultados macroeconômicos

PIB	Desemprego	IPC	Consumo das Famílias	Consumo do Governo	Poupança Externa
0,12%	-0,23%	-0,19%	0,17%	0,12%	1,08%

De acordo com o modelo utilizado, a substituição do uso de combustíveis fósseis por fontes renováveis com armazenamento, na matriz elétrica brasileira, trará benefícios ao consumidor, uma vez que o preço da eletricidade sofrerá uma redução (-4,49%). Em decorrência dessa queda de preços, o consumo de eletricidade pelas famílias brasileiras aumentará em 2,19%. O setor elétrico passará a produzir mais eletricidade, enquanto os setores que envolvem extração e refino de petróleo reduzirão suas respectivas produções. O consumo das famílias pelos derivados de petróleo percebe um leve aumento, impulsionado pela queda de preços, mesmo que quase irrisória.

O aumento da produção do setor de energia reduzirá a necessidade de importação e favorecerá a exportação. Para conseguir superar a queda de eficiência, o setor de energia aumentará a demanda por investimentos em 4,33%, o que acaba retirando investimentos de outros setores. Em contrapartida, as quedas na importação e exportação dos setores aumentam a poupança externa, sendo uma possível fonte de investimentos para o avanço na descarbonização da matriz elétrica.

Em termos gerais da economia, a descarbonização promove um leve crescimento do PIB e uma redução na inflação (IPC), além de reduzir o desemprego, alocando mais trabalhadores e contribuindo para o desenvolvimento do país.

Além dos impactos econômicos positivos, este cenário de descarbonização da matriz elétrica pode evitar a emissão de 68 toneladas de CO_2 por ano.

4. CONCLUSÃO

A participação das fontes renováveis de energia nas matrizes elétricas de todo o mundo é fundamental para a transição energética e para o combate às mudanças climáticas. Para que essas fontes conquistem cada vez mais espaço nessas matrizes, suas viabilidades técnicas e econômicas precisam ser estudadas e incentivadas. Nesse sentido, o presente trabalho utilizou uma metodologia de Equilíbrio Geral para estimar os impactos socioeconômicos, em diversos setores, de um cenário de substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia com armazenamento no Brasil. Os resultados mostraram que esse cenário de substituição não só contribuiria para a descarbonização do setor elétrico brasileiro, como também impactaria de forma positiva o crescimento econômico do país, o preço da eletricidade para os consumidores e a alocação de trabalhadores. Por outro lado, fica evidenciada a necessidade de maiores investimentos no setor elétrico para a ocorrência do cenário, o que exige um planejamento de médio e longo prazo por parte do governo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Geração - Análise mensal. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>. Acesso em: 17/11/2021.

COPS. GEMPACK General Equilibrium Modelling Software. Victoria University, Melbourne, Australia, 2021. Disponível em: https://www.copsmodels.com/gempack.htm Acesso em 14/12/2021.

DENHOLM, P.; MAI, T. Timescales of energy storage needed for reducing renewable energy curtailment. Renewable Energy, v. 130, p. 388-399, 2019.

EPE. Balanço Energético Nacional 2021: Relatório síntese, ano base 2020. Empresa de Pesquisa Energética, 2021.

GALLO, A. B.; SIMÕES-MOREIRA, J. R.; COSTA, H. K. M.; SANTOS, M. M.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. Energy storage in the energy transition context: A technology review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 65, p. 800-822, 2016.

IBGE. Contas Nacionais. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Brasília, 2014. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais.html>. Acesso em 20/11/2021

IEA. Global Hydrogen Review 2021. Global Hydrogen Review 2021, 2021.

LEONARD, M. D.; MICHAELIDES, E. E.; MICHAELIDES, D. N. Energy storage needs for the substitution of fossil fuel power plants with renewables. Renewable Energy, v. 145, p. 951-962, 2020.

LOURENÇO, T. M. F. EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA POR USINAS HIDROELÉTRICAS, EÓLICAS E TERMOELÉTRICAS NO BRASIL. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. Departamento de Ciência e Tecnologia Ambiental. Graduação em Engenharia Ambiental e Sanitária (Trabalho de conclusão de curso). Belo Horizonte, 2016.

MACHADO, P. G.; CUNHA, M. P.; WALTER, A.; FAAIJ, A.; GUILHOTO, J. J. M. The potential of a bioeconomy to reduce Brazilian GHG emissions towards 2030: a CGE-based life cycle analysis. Modeling and Analysis. Biofuels, Bioprod. Bioref. 14:265–285 (2020); DOI: 10.1002/bbb.2064.

MME. Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Energia 2030: Geração Termelétrica – Carvão Mineral. Ministério de Minas e Energia, p. 146, 2007.

MME/EPE. Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. Nota Técnica, p. 34, 2021.

OLIVEIRA, L. A, N; SOUZA, M. R.; MEDINA FILHO, M. L. P.; CASTRO, R. S.; NAZARETH, T. B. POTENCIAL DE REDUÇÃO DE CO2 PELO USO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MOTOBOMBAS UTILIZADAS NO PROCESSO DE IRRIGAÇÃO NO MUNICÍPIO DE DONA EUZÉBIA - MG: UM ESTUDO COMPARATIVO DAS MATRIZES HIDRELÉTRICAS E FOTOVOLTAICAS. Simpósio de Engenharia de Produção. Universidade Federal de Goiás – Regional Catalão, 09 a 11 de agosto, Catalão, Goiás, Brasil, 2017.

PEROBELLI, F. S.; COSTA, L. R.; HADDAD, E. A.; DOMINGUES, E. P. VARIAÇÕES NA PRODUTIVIDADE E IMPACTOS SOBRE O SETOR DE ENERGIA: UMA ANÁLISE DE EQUILÍBRIO GERAL. TD. 003/2009 Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada - FE/UFJF. Juiz de Fora, 2009.

RIEVAJ, V.; GAŇA, J.; SYNÁK, F. Is hydrogen the fuel of the future? Transportation Research Procedia, v. 40, p. 469–474, 2019.

XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Os desafios do Planejamento Energético
24 a 26 de agosto de 2022

APLICAÇÃO DE UMA NOVA ESTRUTURA DINÂMICA PARA O AUMENTO DA EFICIÊNCIA ECONÔMICA DO MÉTODO NODAL ATUALMENTE EMPREGADO NO BRASIL PARA ALOCAR O CUSTO DA TRANSMISSÃO

Marcelo Azevedo Benetti[1]; Mauricio Sperandio[1]; Raimundo Celeste Ghizoni Teive[2]; Moises Machado Santos[3]; Felipe Nicoletti Lima[1]

[1]Universidade Federal de Santa Maria; [2]Universidade do Vale do Itajaí; [3]Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul

RESUMO

Neste trabalho, uma nova estrutura dinâmica é utilizada para aumentar a eficiência econômica do método Nodal, atualmente empregado no Brasil para alocar o custo da transmissão. Os resultados de aplicação evidenciam claramente os ganhos alcançados com a estrutura, que realiza ajustes tarifários individuais, proporcionais e coordenados. Portanto, a estrutura se mostra efetiva em sua contribuição ao aprimoramento regulatório do setor elétrico, cada vez mais necessário devido à transição energética.

Palavras-chave: Alocação dos custos de transmissão (ACT); Nova estrutura dinâmica, Tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST).

ABSTRACT

In this work, a novel dynamic framework is utilized to increase the economic efficiency of the Nodal method, currently employed in Brazil to allocate the transmission cost. The application results clearly show the gains achieved with the framework, which makes individual, proportional and coordinated tariff adjustments. Therefore, the framework proves to be effective in its contribution to the regulatory improvement of the power sector, which is increasingly necessary due to the energy transition.

Keywords: Novel dynamic framework; Transmission cost allocation (TCA); Transmission network use of system (TNUoS) tariff.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica vem passando por um processo de transição energética que se configura como uma mudança de paradigma (BERTRAND, 2021). Novos elementos tecnológicos estão sendo inseridos nas redes elétricas, diferentes mecanismos para geração e armazenamento têm surgido, e dispositivos de medição e de comunicação de dados têm sido aperfeiçoados. Em decorrência, os clientes têm tido participação cada vez maior nos processos de tomada de decisão. Diante deste contexto, o trabalho apresenta resultados de aplicação de uma nova estrutura dinâmica, desenvolvida para a formação da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). A estrutura forma a TUST através de um processo em que ajustes individuais, proporcionais e coordenados são realizados nas tarifas originais produzidas por qualquer método de alocação dos custos de transmissão (ACT). Dois aspectos são considerados nos ajustes: a evolução da carga em cada barra do sistema e a geração ótima necessária para minimizar as perdas elétricas na rede de transmissão. Ambos os aspectos são contribuições inovadoras e diretas ao setor elétrico, pois são atributos não verificados nos métodos tradicionais de ACT. As TUSTs formadas pela estrutura refletem a responsabilidade de cada usuário no investimento em infraestrutura, aumentando assim a modicidade tarifária. Além disso, a base regulatória geral da transmissão é cumprida pela estrutura, sendo aperfeiçoados principalmente três aspectos: eficiência econômica, equidade e transparência.

2. ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO FRENTE À TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Em modelos tarifários modernos, é consenso de que as tarifas de capacidade ($/kW) devem adquirir maior peso na formação das contas de energia elétrica (FARUQUI; BOURBONNAIS, 2020). A discussão se concentra em dois aspectos:

- Quais os percentuais adequados para este peso;
- E quais as metodologias apropriadas para tais tarifas.

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem enfrentado novos desafios operacionais e regulatórios com o crescimento das fontes de energia eólica e solar. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) concluiu que o método Nodal, atualmente empregado para a formação da TUST (ANEEL, 1999), tarifa de capacidade, precisa ser aperfeiçoado. A principal preocupação se refere aos sinais locacionais fornecidos pelo método. Desta forma, através da Nota Técnica n° 246/2018 (ANEEL, 2018), a ANEEL iniciou o projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) do Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico (SIASE), módulo Transmissão (SIASE-T), para definir a nova metodologia de TUST que será aplicada ao SIN nos próximos anos.

Podemos verificar que aperfeiçoamentos regulatórios têm se tornado necessários, devido às mudanças no setor elétrico impostas pela transição energética. E para que os aperfeiçoamentos sejam eficazes, as limitações dos métodos tradicionais de ACT precisam ser suplantadas, com base nos fundamentos regulatórios que guiam a transmissão.

3. ESQUEMA INTEGRADO COM O FEEDBACK ENTRE AS TARIFAS DE TRANSMISSÃO E OS COMPORTAMENTOS DOS AGENTES DE CONSUMO E GERAÇÃO

O esquema integrado desenvolvido é composto por quatro partes interligadas: nova estrutura dinâmica para a formação de tarifas de transmissão, agentes de consumo de eletricidade, agentes de geração de eletricidade, e procedimento para fluxo de potência.

Os agentes de consumo de eletricidade são subdivididos em: cargas não responsivas, cargas responsivas, e redes de distribuição responsivas. As cargas não responsivas mantêm um padrão de consumo passivo e inelástico. Ou seja, elas não respondem aos sinais econômicos associados à TUST. Já as cargas e as redes responsivas interagem com a TUST, buscando aumentar o seu consumo em barras com menores tarifas. Assim, elas reduzem o custo pago pelo serviço da rede de transmissão. No caso das redes de distribuição responsivas, a priorização do carregamento das subestações (SEs) de fronteira

(transmissão/distribuição) com menores tarifas é realizada por meio da ação de dispositivos de chaveamento entre alimentadores. Os agentes de geração de eletricidade são constituídos por geradores responsivos que buscam incrementar sua capacidade de geração em barras do sistema com menores tarifas. Desta forma, é possível analisar a expansão da capacidade de geração em resposta à TUST. Por fim, o procedimento para fluxo de potência adotado pelo esquema é subdividido em: fluxo de potência e fluxo de potência ótimo (FPO). Eles fornecem as informações elétricas necessárias à formação das TUSTs. A Figura 1 mostra o arranjo geral do esquema integrado e o detalhamento do processo de formação tarifária, realizado pela estrutura e sintetizado em quatro diferentes fases.

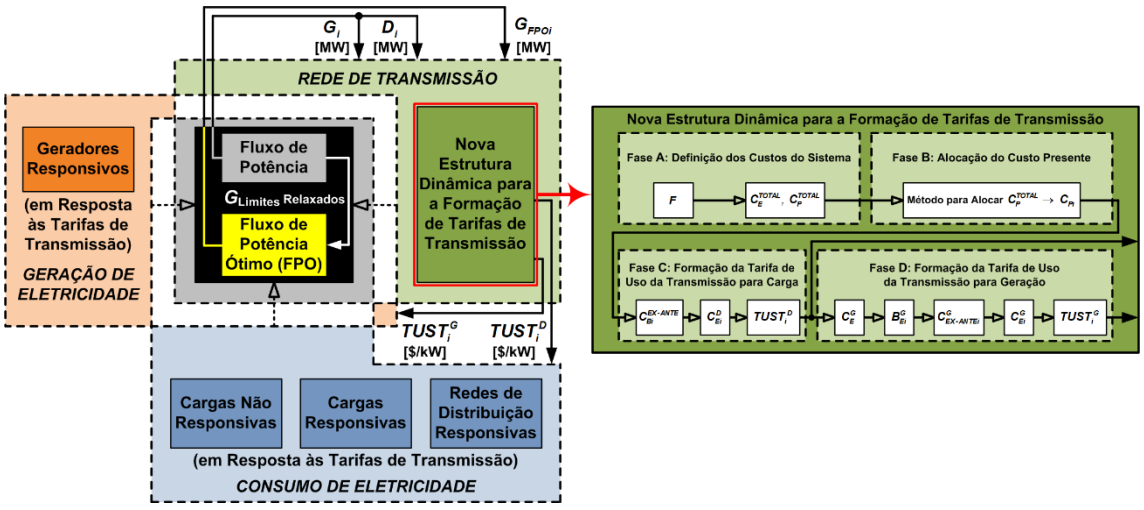


Figura 1 – Arranjo geral do esquema integrado com o detalhamento do processo de formação tarifária

3.1 Processo de formação tarifária realizado pela nova Estrutura Dinâmica

A nova estrutura dinâmica realiza um processo de formação tarifária que pode ser sintetizado em quatro fases: definição dos custos do sistema (Fase A), alocação do custo presente (Fase B), formação da tarifa de uso da transmissão para carga (Fase C), e formação da tarifa de uso da transmissão para geração (Fase D). Na sequência, cada uma das fases é detalhada.

3.1.1 - Fase A: definição dos custos do sistema

Nesta fase, são calculados os custos do sistema, em $, compostos pelo custo de evolução (C_E^{TOTAL}) e pelo custo presente (C_P^{TOTAL}). Tais custos são obtidos a partir de:

$$C_E^{TOTAL} = R.F, \quad (1)$$

$$C_P^{TOTAL} = R.(1-F), \quad \text{onde} \quad (2)$$

$$C_E^{TOTAL} + C_P^{TOTAL} = R.F + R.(1-F) = R.(F+1-F) = R, \quad (3)$$

em que R é a receita anual permitida (RAP) e F é um valor não negativo ($F \geq 0$) utilizado para subdividir a RAP em dois componentes. Verificamos que C_E^{TOTAL} só existe quando F não for nulo e que a soma dos dois custos (C_E^{TOTAL}, C_P^{TOTAL}) garante a recuperação integral da RAP, qualquer que seja o valor de F.

3.1.2 - Fase B: alocação do custo presente

Definidos os custos do sistema, nesta fase um método para alocar o custo presente (C_P^{TOTAL}) é utilizado, de forma que este custo seja alocado para cada diferente barra i que compõe o sistema (C_{Pi}). Tal procedimento pode ser realizado por qualquer método de ACT. Neste trabalho, é empregado o método Nodal, a metodologia brasileira atualmente adotada para o cálculo da TUST.

3.1.3 - Fase C: formação da tarifa de uso da transmissão para carga

Após a alocação do custo presente para cada diferente barra do sistema, o custo-benefício da evolução de carga ($C_{Bi}^{EX-ANTE}$) é calculado a partir de:

$$C_{Bi}^{EX-ANTE} = \left[\frac{C_E^{TOTAL}}{\sum_{i=1}^{N_D} \left| D_i^t - D_i^{t-1} \right|} \right] . \left(D_i^t - D_i^{t-1} \right), \quad (4)$$

onde D_i^t é a carga na barra *i* no instante *t*, D_i^{t-1} é a carga na barra *i* no instante de tempo anterior ao instante *t* e N_D é o número total de cargas do sistema. Este custo-benefício, no entanto, não garante a recuperação integral do valor de RAP. Portanto, é adicionada a parcela necessária à integralidade da RAP. Assim, é obtido o custo de evolução associado a cada carga do sistema (C_{Ei}^D), dado por:

$$C_{Ei}^D = C_{Bi}^{EX-ANTE} + \frac{\left(C_E^{TOTAL} - \sum_{i=1}^{N_D} C_{Bi}^{EX-ANTE}\right).N_D.D_i^t}{N_{GD}.D_{TOTAL}^t}, \quad (5)$$

onde N_{GD} é número total de geradores e cargas do sistema e D_{TOTAL}^t é a carga total do sistema no instante *t*. De posse dos custos referentes ao consumo de eletricidade (C_{Pi}, C_{Ei}^D), é calculada então a tarifa final de uso do sistema de transmissão associada à carga *i* no instante *t* ($TUST_i^D$), em \$/kW, a partir de:

$$TUST_i^D = \left(\frac{C_{Pi} + C_{Ei}^D}{D_i^t}\right).\frac{1}{10^3}. \quad (6)$$

3.1.4 - Fase D: formação da tarifa de uso da transmissão para geração

O custo de evolução associado à geração do sistema (C_E^G) é obtido através de:

$$C_E^G = \frac{C_E^{TOTAL} - \sum_{i=1}^{N_D} C_{Bi}^{EX-ANTE}}{N_{GD}}. \quad (7)$$

Este custo permite que a TUST para os geradores seja formada com um carácter particular, sendo calculados benefícios individuais associados à minimização das perdas elétricas na rede de transmissão (B_{Ei}^G). Para isso, um

FPO é processado e os valores ótimos de geração são obtidos. A estrutura utiliza então estes valores de geração ótima (G^t_{FPOi}), em cada barra *i* do sistema no instante *t*, e os associa aos valores da geração efetiva verificada (G^t_i), calculando os valores dos benefícios individuais da seguinte forma:

$$B^G_{Ei} = C^G_E . \left[\frac{\left(G^t_{FPOi} - G^t_i\right) / B_B}{(1+M)^{A_B}} \right] \rightarrow M = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_G} \left(\frac{\left|G^t_{FPOi} - G^t_i\right|}{\left|G^t_{FPO} - G^t\right|_{MIN}} - \frac{\sum_{i=1}^{N_G} \frac{\left|G^t_{FPOi} - G^t_i\right|}{\left|G^t_{FPO} - G^t\right|_{MIN}}}{N_G} \right)^2}{N_G}}, \quad (8)$$

onde N_G é o número total de geradores do sistema. B_B e A_B são variáveis de controle que conferem robustez à estrutura, sendo que $0 < B_B \leq 1$ e $A_B \geq 0$. A diferença ($C^G_{EX-ANTEi}$) entre o custo de evolução, associado à geração do sistema, e o benefício para a minimização das perdas elétricas, relacionado a cada gerador, é dada por:

$$C^G_{EX-ANTEi} = C^G_E - B^G_{Ei} . \quad (9)$$

Esta diferença se configura como um custo geral descontado de um benefício individual, porém não garante a recuperação integral da RAP. A parcela então necessária à integralidade da RAP é adicionada. Assim, o custo da evolução referente a cada gerador com a consideração do benefício individual para a minimização das perdas elétricas (C^G_{Ei}) é obtido através de:

$$C^G_{Ei} = C^G_{EX-ANTEi} + \left(\frac{C^G_E . N_G - \sum_{i=1}^{N_G} C^G_{EX-ANTEi}}{G^t_{TOTAL}} \right) . G^t_i . \quad (10)$$

Obtidos os custos referentes à geração de eletricidade (C_{Pi}, C_{Ei}^{G}), é calculada então a tarifa final de uso do sistema de transmissão associada à geração *i* no instante *t* ($TUST_i^G$), em $/kW, a partir de:

$$TUST_i^G = \left(\frac{C_{Pi} + C_{Ei}^{G}}{G_i^t} \right) . \frac{1}{10^3} . \tag{11}$$

4. RESULTADOS DE APLICAÇÃO

O sistema teste empregado contém 40 barras e 54 linhas de transmissão, cujos dados elétricos estão detalhados em (BENETTI et al., 2022). Este sistema deriva de um modelo com 24 barras e 38 linhas, na condição de pico de carga, sendo os seus dados originais contidos em (IEEE RTS-96, 1999). Ao sistema teste, são integradas duas redes de distribuição responsivas, reconfiguradas sob a coordenação de um algoritmo heurístico (LIMA et al., 2021). A Figura 2 ilustra o diagrama unifilar do sistema teste, o diagrama unifilar de uma rede de distribuição responsiva, e o fluxograma do algoritmo heurístico.

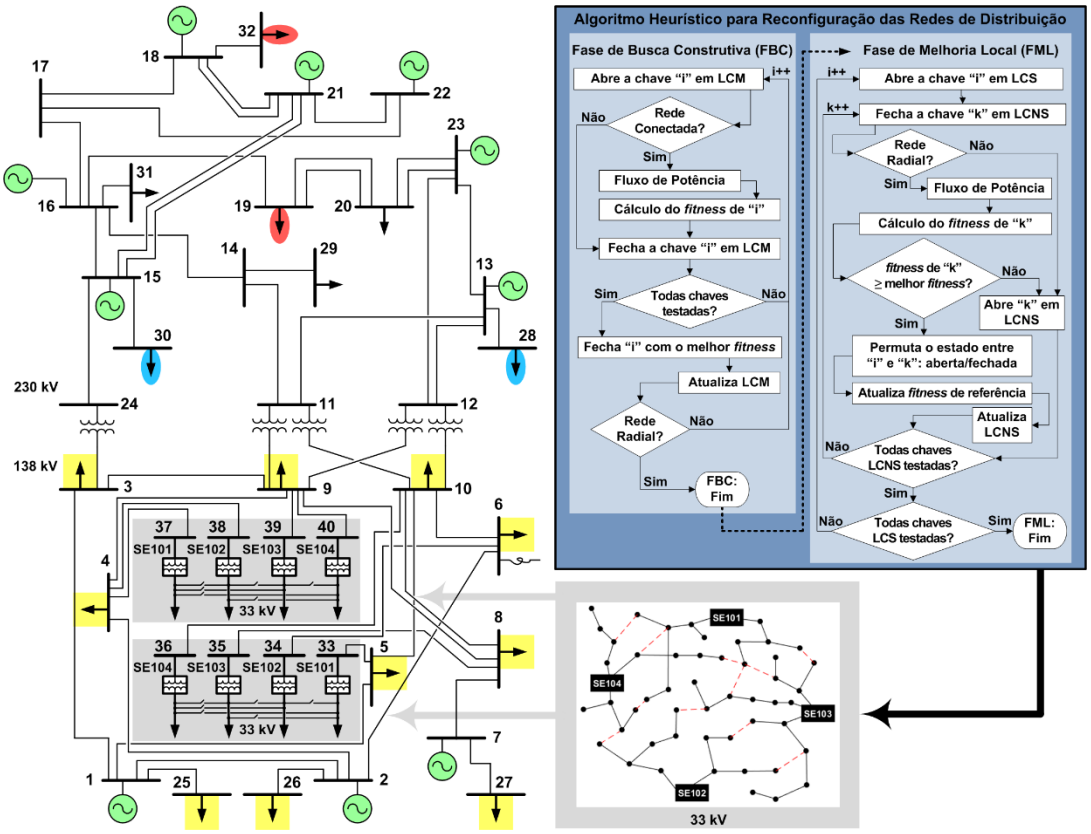


Figura 2 – Diagrama unifilar do sistema teste, diagrama unifilar de uma rede de distribuição responsiva, e fluxograma do algoritmo heurístico

As Barras 19, 20, 28, 29, 30, 31 e 32 possuem cargas não responsivas. A partir do instante 2, as Barras 19 e 32 (em vermelho) diminuem os seus valores em 24%, enquanto que as Barras 28 e 30 (em azul) aumentam os seus valores em 6%. Já as Barras 20, 29 e 31 mantêm os seus valores originais ao longo de todo intervalo de tempo.

Dez cargas responsivas nas barras 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 25, 26 e 27 (em amarelo) formam um conjunto que aumenta a sua carga total em 6% a partir do instante 2. Este aumento total é distribuído entre as cargas responsivas, de forma inversamente proporcional às suas TUSTs. As barras com menores tarifas recebem os maiores aumentos individuais de carga.

Entre os instantes 0 e 1, as cargas das Barras 33, 34, 35 e 36 e das Barras 37, 38, 39 e 40 (em cinza), referentes às SEs de fronteira que

interconectam a transmissão às duas redes de distribuição responsivas, são alteradas. As redes são então reconfiguradas, sendo priorizadas as barras com menores TUSTs. Nestes instantes, o fator de carga das redes é mantido constante. A partir do instante 2, o fator de carga aumenta de forma contínua e progressiva, chegando ao valor unitário no instante final.

Por fim, todos os dez geradores do sistema, nas barras 1, 2, 7, 13, 15, 16, 18, 21, 22 e 23 (em verde) são responsivos. Eles garantem o balanço carga-geração, perante o aumento da carga total do sistema, através do aumento da sua capacidade instalada. Os aumentos individuais de capacidade são inversamente proporcionais às TUSTs das barras.

A RAP do sistema teste é de $ 2.965.900. Tal valor é mantido constante ao longo de todo intervalo.

4.1 Método Nodal puro (sem a Estrutura)

A Figura 3 exibe as TUSTs obtidas com o método Nodal puro para os quatro conjuntos de agentes: cargas não responsivas, cargas responsivas, redes de distribuição responsivas, e geradores responsivos.

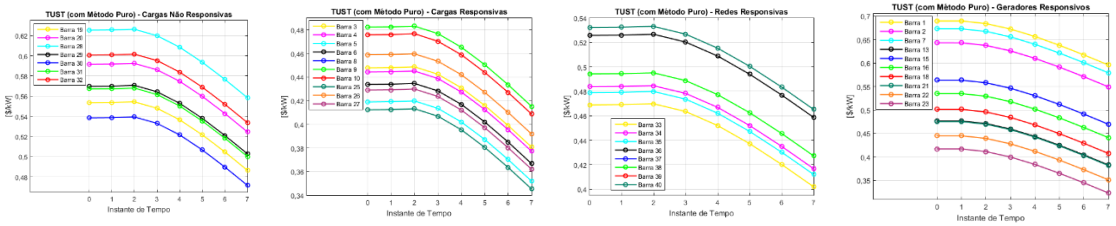


Figura 3 – Visão geral das TUSTs com o método Nodal puro (sem a estrutura)

Verificamos que a ordem tarifária é mantida a mesma para os quatro conjuntos no decorrer de todo o período de simulação. Ou seja, mesmo havendo alteração na ordem das capacidades instaladas (potência ativa), percebemos que as TUSTs apresentam um comportamento uniforme, não sendo observadas aproximações ou distanciamentos entre as tarifas ao longo do tempo. Tal fato demonstra a total falta de eficiência econômica do método Nodal, atualmente

empregado no Brasil.

4.2 Estrutura Dinâmica com o Método Nodal em sua Fase B

A Figura 4 mostra a visão geral do consumo e da geração de eletricidade dos quatro conjuntos de agentes e também os valores de TUST obtidos com a utilização da estrutura dinâmica que emprega o método Nodal na sua Fase B.

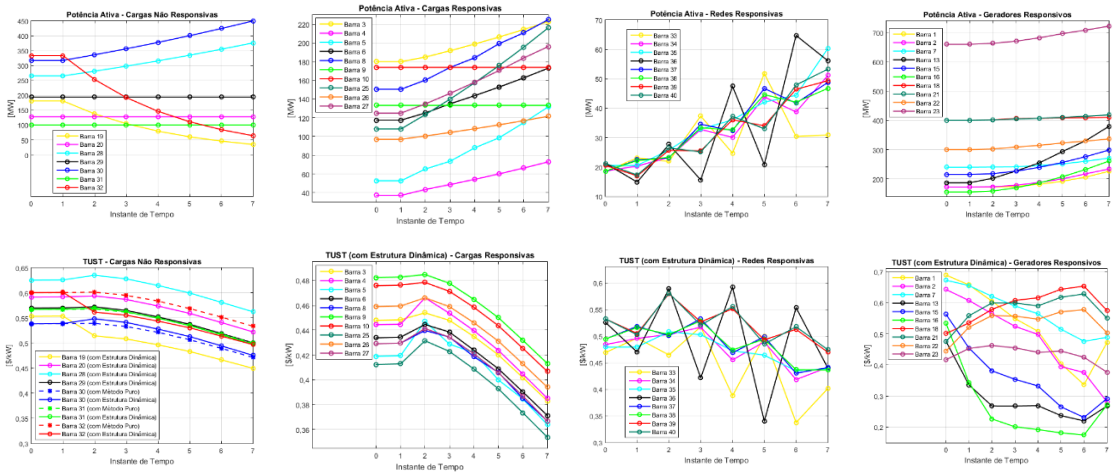


Figura 4 – Visão geral do consumo, da geração e das TUSTs obtidas com a estrutura dinâmica que emprega o método Nodal em sua Fase B

Constatamos ajustes tarifários coordenados e associados aos sentidos e às intensidades das variações de carga. Ou seja, quando a carga de uma barra aumenta, o ajuste eleva a sua TUST. E quando a carga diminui, o ajuste reduz a sua tarifa. Verificamos também descontos tarifários individuais e proporcionais à contribuição de cada gerador na minimização das perdas elétricas. Tais descontos modificam, portanto, a ordem tarifária dos geradores responsivos ao longo do tempo, o que pode ser observado na Figura 4.

4.3 Fluxos e perda elétrica total de transmissão: análise comparativa

A Figura 5 apresenta uma análise comparativa entre os resultados obtidos com o método Nodal puro e com a ação da estrutura dinâmica que emprega o método Nodal em sua Fase B. É analisada a perda elétrica total de

transmissão e os fluxos de potência de áreas cujo FPO indica declínio de geração (Barras 18, 21, 22 e 23) para a redução das perdas elétricas.

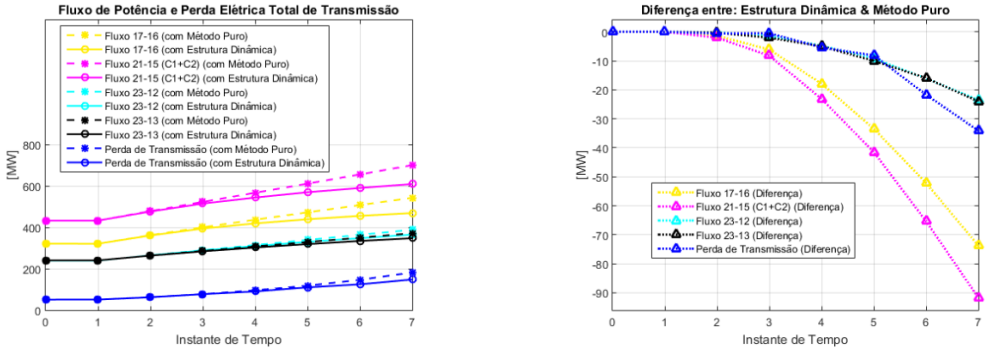


Figura 5 – Fluxos e perda elétrica: valores absolutos e diferenças relativas

A ação da estrutura reduz os fluxos das áreas que não contribuem para minimizar as perdas elétricas, diminuindo assim a perda elétrica total de transmissão. Percebemos que quanto mais intenso o carregamento do sistema, mais acentuadas as diminuições. Portanto, tais resultados evidenciam claramente os ganhos advindos com a nova estrutura dinâmica, pois sinais econômicos efetivos são fornecidos aos geradores, permitindo assim uma expansão adequada da capacidade de geração pelo sistema de transmissão.

5. CONCLUSÕES

Com a ação da estrutura, a eficiência dinâmica das cargas é incrementada, já que suas TUSTs respondem às variações de consumo em todo o sistema. Assim, os agentes de consumo são incentivados a aumentar a sua capacidade de forma mais distribuída. A geração se aproxima do consumo, pois os geradores responsivos aumentam sua capacidade nos locais que contribuem para a minimização das perdas elétricas. Fluxos distantes, oriundos de áreas cujo FPO indica diminuição de geração, são então diminuídos, reduzindo assim a perda elétrica total na transmissão. A crescente importância das tarifas de capacidade aponta para a necessidade de melhorias regulatórias em função da transição energética. Portanto, a estrutura se mostra apta a contribuir neste

sentido, tornando o processo de formação tarifária mais moderno e eficaz.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica n° 003/1999, 1999.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica n° 246/2018, 2018.

BENETTI, M. A. et al. Novel dynamic framework to form transmission tariffs with suitable economic signals. Electric Power Systems Research, v. 206, p. 1–14, 2022.

BERTRAND, C. Energy Transition. CRC Press, 2021.

FARUQUI, A.; BOURBONNAIS, C. The Tariffs of Tomorrow. Power and Energy Magazine, v. 18, n. 3, p. 18–25, 2020.

IEEE RTS-96. The IEEE Reliability Test System - 19996. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, n. 3, p. 1010–1020, 1999.

LIMA, F. N. et al. Power Distribution Network Reconfiguration Considering the Transmission System Usage. IEEE Latin America Transactions, v. 19, n. 12, p. 2113–2121, 2021.

APLICAÇÃO DO SOFTWARE HOMER EM PROJETO DE CONJUNTO HABITACIONAL DE INTERESSE SOCIAL AUTOSSUSTENTÁVEL

Pedro H. P. S. Luz[1]; Mauro Donizeti Berni[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

O Programa Minha Casa Minha Vida (PMCMV) foi o maior programa habitacional de interesse social desenvolvido no Brasil. Moradias populares são financiadas e promovidas pelo Governo Federal, desde 1964 por diferentes programas e políticas. A partir de 2009, o PMCMV buscou reduzir o déficit habitacional brasileiro, que representava na época 10,2% dos domicílios, ao subsidiar a construção de moradias para famílias de baixa renda em larga escala. Todavia, tendo-se, apenas o objetivo de minimizar os custos de projeto e construção, os resultados como a qualidade das habitações, as diferenças climáticas regionais e as necessidades dos usuários não foram considerados, com as habitações sendo concebidas sob a perspectiva de curto prazo da economia de investimentos de construção. Este artigo foi desenvolvido atendendo dois objetivos principais. O primeiro, foi de realizar o levantamento dos fatores a considerar na proposição de estratégias para obtenção de habitação de energia zero e neutralização do carbono, em condições climáticas brasileiras. No segundo, tem-se as estratégias propostas simuladas com auxílio do software Homer, em unidades habitacionais de interesse social, tendo-se por referência casa do programa PMCMV. Como resultados, mostram-se, alternativas otimizadas para a descarbonização com conforto ambiental para habitação de interesse social no Brasil. Para a simulação da casa passiva de interesse social, utiliza-se como linha de base habitações do PMCMV, que tem cerca de 40m² de área útil.

Palavras-chave: Descarbonização, Edificações, Energia; Materiais, Homer.

ABSTRACT

The Minha Casa Minha Vida Program (PMCMV) was the largest social housing program developed in Brazil. Popular housing has been financed and promoted by the Federal Government since 1964 through different programs and policies. Starting in 2009, the PMCMV sought to reduce the Brazilian housing deficit, which at the time represented 10.2% of households, by subsidizing the construction of housing for low-income families on a large scale. However, with the sole objective of minimizing design and construction costs, results such as housing quality, regional climate differences, and user needs were not considered, with housing being designed from a short-term perspective. the economy of construction investments. This article was developed in two phases serving two main objectives. The first phase aimed to survey factors to be considered when proposing strategies to obtain zero-energy and carbon-neutral housing, under Brazilian climatic conditions. In the second phase, the proposed strategies are simulated with the help of Homer software, in housing units of social interest, included in the PMCMV program. As a result, optimized alternatives for decarbonization with environmental comfort for social housing in Brazil are shown. For the simulation of the passive house of social interest, PMCMV dwellings are used as a baseline, which has about 40m² of floor space.

Keywords: Decarbonization, Buildings, Energy; Materials, Homer.

1. INTRODUÇÃO

O impacto ambiental produzido pelo Homem é cada vez maior e traduz-se, nomeadamente, no esgotamento dos recursos, na escassez de energia, na saturação de emissões e na produção de resíduos. O setor da construção civil é um dos maiores responsáveis pelo consumo de recursos naturais e pela geração de resíduos. Nas habitações a energia é consumida para aquecimento, iluminação e ventilação enquanto a água é um dos recursos naturais essenciais na funcionalidade das habitações.

A partir de 2009, o PMCMV buscou reduzir o déficit habitacional brasileiro, que representava na época 10,2% dos domicílios, ao subsidiar a

construção de moradias para famílias de baixa renda em larga escala. Todavia, tendo-se apenas o objetivo de minimizar os custos de projeto e construção, os resultados como a qualidade das habitações, as diferenças climáticas regionais e as necessidades dos usuários não foram considerados, com as habitações sendo concebidas sob a perspectiva de curto prazo da economia de investimentos de construção (CACCIA et al., 2017).

A busca por fontes de energias renováveis alternativas pode ser utilizada em conjuntos habitacionais de interesse social, com a vantagem de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, fornecendo soluções ambientalmente corretas e sustentadas para colaborar com a matriz energética de baixo carbono. Neste sentido, tem-se a utilização da fonte fotovoltaica e do biogás como fontes renováveis e sustentáveis. No caso do biogás sua geração no conjunto habitacional pode ser a partir dos resíduos sólidos, podas de árvores, efluentes domésticos, entre outros. A implantação de um conjunto habitacional de interesse social autossustentável, tem rebatimento positivo para as áreas de segurança energética, mitigação das mudanças climáticas e desenvolvimento econômico com a criação de empregos e renda.

2. OBJETIVO

Este artigo foi desenvolvido contemplando dois objetivos principais. No primeiro, realiza-se o levantamento dos fatores a considerar na proposição de estratégias para obtenção de habitação de energia zero e neutralização do carbono, em condições climáticas brasileiras. No segundo, tem-se as estratégias propostas simuladas com auxílio do software Homer, em unidades habitacionais de interesse social, contempladas no programa PMCMV. Como resultados, mostram-se, alternativas otimizadas para a descarbonização com conforto ambiental para habitação de interesse social no Brasil. Para a simulação da casa passiva de interesse social, utiliza-se como linha de base habitações do PMCMV, que tem cerca de 40m² de área útil.

3. METODOLOGIA

Inicialmente, faz-se uma abordagem metodológica utilizando palavras chaves, com busca em sistemas eletrônicos, como *WebofScience*, CAPES, Scielo, https://journalfinder.elsevier.com/ e manuais afins ao tema. Segue-se, simulação através do software Homer. O Homer é um software pago, que tem o intuito de modelar, de forma otimizada, centrais de geração. O estudo avalia dois conjuntos habitacionais, um com “grande área” e um com uma “área de médio-baixo porte”, para verificar a influência que a quantidade de moradias tem na estratégia de geração de energética do complexo.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nas edificações, pretende-se, a introdução progressiva da sustentabilidade através da incorporação de conceitos e boas práticas que visem à harmonia entre ambiente natural e construído. A geração de impactos ambientais afeta diretamente questões econômicas, sociais e ambientais, o que vem suscitando a ação tanto de políticas públicas como da iniciativa privada na proposição de ações estratégicas, visando à redução desses impactos.

Existem sistemas de certificação, tais como BREEAM (Reino Unido), CASBEE (Japão), HQE (França), LEED (EUA), que avaliam o desempenho econômico, a gestão do uso da água e energia, resíduos, poluição, gestão ambiental e qualidade do ambiente interno de uma edificação sustentável. As construções são certificadas se cumprirem os requisitos pré-estabelecidos (CALVI, 2018).

A área de certificação brasileira de construção sustentável não é bem estabelecida, com isso o é muito comum a utilização da LEED como forma de padronizar e auditar um edifício sustentável. Porém, para o programa PMCMV, a Caixa econômica federal criou o Selo Azul com o intuito de promover o uso racional de recursos naturais nas construções e a melhoria da qualidade da habitação. Um dos principais objetivos do selo é verificar a integração das soluções eficientes na construção, uso, manutenção e ocupação dos edifícios.

A introdução de técnicas para obtenção de conforto térmico e a eficiência hidroenergética contribui para o aproveitamento dos recursos naturais disponíveis quando aplicadas de maneira integrada, seguindo um conceito sistêmico de sustentabilidade. O propósito deste trabalho foi o de buscar, através de técnicas de simulação, conservação de energia e energias renováveis, o desenvolvimento de um projeto coerente e articulado com o local onde será implantado. Habitação de interesse popular pode ter arquitetura ambiental, considerando o conforto térmico para as famílias e com a residência, estando inserida em um contexto social de geração de emprego e renda de forma sustentada.

No Brasil das bibliografias e pesquisas realizadas em repositórios não se encontrou, projetos específicos de condomínios autossustentáveis, visando a implantação de habitação popular.

4.1 Casa Padrão – Minha Casa Minha Vida

Segundo levantamento realizado no projeto de casa passiva realizado no Brasil, às residências de cunho social, utilizando como base as do projeto Minha Casa Minha Vida, tem cerca de 40m² de área útil (TRIANA et al., 2018).

Dos levantamentos da revisão bibliográfica do primeiro objetivo, chegou-se após análise de dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e PNAD (Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios), o consumo elétrico para o caso base de 136,65 kWh/mês (para iluminação, água quente e eletrodomésticos, exceto ar-condicionado). Desse total, estimou-se 64 kWh/mês foram relacionados ao consumo de água quente. Pesquisa não leva em conta a variação de energia causada pela pandemia, onde as pessoas passam mais tempo em casa (TRIANA, 2018). Esses valores são referentes a uma moradia onde o não foi implementado o conceito de uma casa passiva. Caso fosse, o consumo elétrico tenderia a ser menor, além de possuir um conforto térmico que melhoraria a qualidade dos moradores, que não tem condições de arcar com o alto custo de aparelho de ar-condicionado.

4.2 Módulos “Grande Porte” e “Pequeno Porte”

Com a quantidade de 68 casas, para suprir a demanda residencial o condomínio, será necessário a disponibilização de 897,6 m³ de água, o que gerará aproximadamente 160,85 kg de resíduos orgânicos, e uma necessidade de energética de 7,405 MWh. Desta demanda residencial, 2.998 MWh são apenas para suprir a demanda de água quente nos chuveiros. O condomínio também possui certo consumo de energia para manter o conforto dos moradores, para a área e utilizando outros condomínios como referência o complexo terá um consumo mensal de cerca de 1,2 MWh.

Com 16 casas, a demanda que as residências do condomínio, será necessária uma oferta de 211,2 m³ de água, o que dará ao condomínio 37,85 kg de resíduo orgânico. Além disso, existe uma necessidade energética de 1,825MWh, destes 0,706 MWh são apenas para suprir a demanda de água quente nos chuveiros. Já o condomínio tem um consumo mensal de cerca de 0,29 MWh para manter sua estrutura e funcionalidades.

4.3 Saídas do HOMER Pro

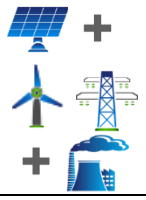
Para a realização do estudo das tecnologias mais adequadas para gerar energia para o conjunto habitacional, foi utilizado o software Homer. Ele simplifica a avaliação de projetos de sistemas de energia (conectados e não conectados à rede) para uma diversidade de situações e aplicações. Os algoritmos de análise de otimização e de sensibilidade do Homer tornam mais fácil a avaliação das muitas e possíveis configurações de sistema.

Para seu funcionamento correto é necessário um input criterioso dos dados. Para entrada no software é necessário descrever as opções de tecnologia, os custos de componentes e a disponibilidade de recursos. Com essas informações o modelo consegue simular diferentes configurações de sistemas de geração, ou combinações de componentes, e assim gera relatórios que possibilitam uma visualizar a relação e as características de cada solução. O HOMER também exibe os resultados de simulação em uma grande variedade

de tabelas e gráficos que ajudam a comparar configurações e avaliá-las quanto aos seus aspectos econômicos e técnicos.

No condomínio de 68 residências, a fração de energia renovável utilizada no conjunto é de aproximadamente 90,9%. Devido a uma maior potência de geração, é necessário a utilização de 2 inversores, para o conjunto. Tendo-se o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) como principais parâmetros, a tecnologia selecionada seriam todas as opções: gerador eólico, gerador a biogás e painel fotovoltaico (Tabela 1). Porém, como adendo, o gerador eólico, por ser importado, depende muito das condições do preço do dólar e condições de importação. Assim a utilização do cenário com apenas as placas, 12 por residência, pode ser mais factível.

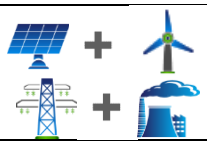
Tabela 1 – Valores da simulação energética para condomínio de 68 casas sem chuveiro

				
PV (kW)	269	269	404	404
PV investimento (R$)	693.600	693.600	693.600	693.600
Motor (kW)	7,35	-	-	7,35
Motor investimento (R$)	16.847,58	-	-	16.847,58
Gerador E (KW)	3	-	3	-
Gerador E investimento (R$)	43.276	-	43.276	-
Consumo da rede (KW)	31.042	31.088	31.042	31.088
Vendido para a Rede (KW)	272.120	272.056	272.120	272.056
CO2 capturado	23.493	23.464	23.493	23.464
Capital inicial	817.723	757.600	800.876	774.448
VPL	4.015.216	4.082.814	4.029.975	4.068.055
TIR	30,4 %	32,8 %	31,0 %	32,1 %
ROI	26,2 %	28,7 %	26,8 %	28,0 %
Payback	3,43 anos	3,17 anos	3,36 anos	3,24 anos

Fonte: Simulação realizada no software Homer Pro

No condomínio com 16 casas com chuveiro a fração de energia renovável de aproximadamente 91,6% e olhando para VPL e a TIR como principais parâmetros, a tecnologia selecionada é o painel fotovoltaico (Tabela 2).

Tabela 2 – Valores da simulação energética para condomínio de 16 casas com chuveiro

				
PV (kW)	95	95	95	95
PV investimento (R$)	244.800	244.800	244.800	244.800
Motor (kW)	7,35	-	-	7,35
Motor investimento (R$)	9.203,05	-	-	9.203,05
Gerador E (KW)	3	-	3	-
Gerador E investimento (R$)	43.276	-	43.276	-
Consumo da rede (KWh)	11.691	11.737	11.691	11.737
Vendido para a Rede (KWh)	113.855	113.767	113.855	113.767
CO2 capturado	8.837	8.808	8.837	8.808
Capital inicial	329.279	276.800	320.076	286.003
VPL	1.658.526	1.718.095	1.665.641	1.710.980
TIR	31.1 %	37,1 %	32,0 %	35,9 %
ROI	26.9 %	32,9 %	27,7 %	31,7 %
Payback	3,34 anos	2,79 anos	3,25 anos	2,89 anos

Fonte: Simulação realizada no software Homer Pro

5. CONCLUSÕES

Como principais resultados tem-se: i) o condomínio de médio-baixo porte, de 16 casas, é necessário 1,825MWh de energia mensal, destes 0,706 MWh são apenas para suprir a demanda de água quente nos chuveiros. Verifica-se um consumo mensal de cerca de 0,29 MWh para manter sua estrutura e funcionalidades. Com uma área de 120,12 m², o complexo possuirá espaço para uma área comum e uma rua principal onde os carros terão acesso as

residências; ii) o condomínio de grande área porte, de 68 casas, é necessário um terreno de aproximadamente 10.000 m², contendo 4 terrenos para áreas comuns e 2 terrenos para horta ou outras finalidades. Com uma necessidade de energética de 7,405 MWh, desta demanda residencial, 2,998 MWh são apenas para suprir a demanda de água quente nos chuveiros. O condomínio também requer manter o conforto dos moradores de cerca de 1,2 MWh mensais.

Comparativamente, das duas alternativas, tem-se como a melhor e mais segura estratégia energética a implementação de 1.224 placas fotovoltaicas, de 68 casas. Assim será necessário um investimento inicial de R$ 1.100.000,00 que trará um VPL de R$ 4.508.374. Com isso foram consumidos da rede apenas 47.764 KWh e a venda de 113.767 KWh, além de uma redução de 36.008 kg/ano na produção de carbono.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CACCIA, L. S. et al., Sustentabilidade em Habitação de Interesse social: Benefícios e custos de medidas para eficiência no consumo de água e energia, WRI Brasil, Disponível em www.wricidades.org, 2017, 76 p.

CALVI, L. F. H., Sustentabilidade na construção civil: estudo de caso em uma organização não governamental, Rio de Janeiro: UFRJ, Escola Politécnica, 2018, 190 p.

TRIANA, M.A. et al., Should we consider climate change for Brazilian social housing? Assessment of energy efficiency adaptation measures; Energy Build., 158 (2018), pp. 1379-1392. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778817315578

APLICAÇÃO DOS CONCEITOS DE PLANEJAMENTO ESPACIA MARINHO PARA A IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS DISPONÍVEIS PARA DESENVOLVIMENTO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

Mauricio Hernandez C[1].; Eliab Ricarte[1]; Emilio La Rovere[1]

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

RESUMO

Desde 2016 até abril de 2022, mais de 56 projetos conceituais foram submetidos ao IBAMA para início da análise de viabilidade ambiental. A potência instalada pretendida de todos os projetos soma 133 GW, porém este total inclui mais de 5 GW que estariam em conflito pela superposição entre os mesmos projetos. Isso sem contar com a potência que não poderia ser instalada por conflitos com outras atividades marítimas e restrições técnicas, ambientais, sociais, e econômicas ou por cumulatividades dos impactos produzidos. As estimativas do potencial estimado no *Roadmap* da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, chegam a 700 GW de potência instalada até 50 metros de profundidade, estão gerando muitas expectativas e especulações no setor energético e nesta indústria em desenvolvimento. Considerando o contexto apresentado, o objetivo do trabalho é demonstrar a aplicação dos conceitos do planejamento espacial marino (PEM) como ferramenta de planejamento espacial sustentável focado na energia eólica offshore no Brasil, tomando como caso de estudo o estado do Ceará. Com base no ambiente computacional dos Sistemas de informação Geográfica (SIG), foram definidas unidades marino-costeiras para a análise do planejamento estratégico, utilizando dados espaciais públicos. Foram identificadas áreas factíveis dentro de uma Unidade Ambiental Costeira do estado do Ceará e analisados os conflitos com outras atividades. Desta forma, se comprovou que a definição de áreas a partir do marco metodológico do Panejamento Espacial Marinho (PEM), poderia permitir a definição dos prismas para geração de energia eólica offshore dentro da visão de sustentabilidade, avaliando com maior acurácia o potencial técnico, ambiental, social e econômico

para a geração de eletricidade a partir desta fonte renovável. Além disso, a metodologia mostrou sua aplicabilidade e utilidade para a delimitação das áreas dentro das duas modalidades de cessão, planejada e independente.

Palavras-chave: Energia Eólica Offshore; Planejamento espacial marinho; Geoprocessamento; Sustentabilidade; Energia renovável; Planejamento estratégico.

ABSTRACT

By April 2022, more than 56 conceptual projects have been submitted to the Brazilian Institute for the Environment and Renewable Natural Resources (IBAMA). All projects add up to 133 GW of installed capacity. However, more than 5 GW have overlaying conflict with other projects, regardless yet the power that may not be installed due to conflicts with other marine activities and technical, environmental, social, and economic constraints, or due to cumulative impacts. In 2020, the Energy Planning Company - EPE published the offshore Roadmap estimating the potential of 700 GW of capacity potential up to 50 meters of water depth. These conditions are generating many expectations in the local communities, and speculations in the energy sector and the industry. This research aims to present the application of the concepts of marine spatial planning (MSP) as a sustainable spatial planning tool focused on offshore wind energy in Brazil, case study of the State of Ceará. We defined the methodology within the GIS-based computational environments. We defined Coastal Environmental Units (CEUs) to apply the strategic planning process, using public spatial data. In sequence, we modeled feasible areas within different planning scenarios. We analyzed conflicts and compatibility opportunities with other activities within the CEUs. The results showed the applicability of MSP methodological framework to define prisms for generation of offshore wind energy, regarding the sustainability approach. This methodology allowso assess a more accurate technical, environmental, social and cost-effective potential for this renewable resource. In addition, the methodology showed its applicability in

definition of available areas in planned and independent assignment regimes. Finally, the methodology becomes useful for public and private stakeholders.
Keywords: Offshore Wind Energy; Marine spatial planning; Geoprocessing; Sustainability; Renewable energy; Strategic planning.

1. INTRODUÇÃO

Desde 2016, o número de projetos conceituais submetidos ao processo de licenciamento ambiental têm sido incrementando consideravelmente. Após a publicação do Decreto N° 10.946, do 25 de fevereiro 2022 esse número praticamente triplicou (IBAMA, 2022). .

Neste decreto foram estabelecidas as primeiras diretrizes para cessão de áreas para geração de energia elétrica offshore definindo dois tipos de cessão: cessão planejada e sessão independente e marcando o início da regulamentação destas atividades no ambiente marinho e águas interiores.

Nos dois casos, a definição das áreas ou prismas adequados para desenvolvimento de projetos de geração de eletricidade devem contar com a emissão da Declaração de Interferência Prévia (DIP) por parte dos ministérios, agências e institutos relacionados. A DIP identifica interferência com outras instalações ou atividades (Decreto Nº 10.946, de 25 de Janeiro de 2022), e marca o primeiro requisito para a implantação deste tipo de projetos de geração de energia. Esta declaração é um documento adicional dentro de todo o processo e não exime os empreendedores das demais responsabilidades legais para a execução dos projetos, como o licenciamento ambiental e demais autorizações.

Trabalhos prévios sobre estimativas da energia eólica na costa brasileira aplicaram principalmente metodologias multicritério, métodos de análise hierárquica e modelagens dos recursos de vento para definir diferentes tipos de potenciais tais como técnico, ambiental, econômico (De Azevedo et al., 2020; Lozer dos Reis et al., 2021; Vinhoza & Schaeffer, 2021) e de recurso eólico offshore (de Assis Tavares et al., 2020; Pimenta et al., 2019), entre outros.

Neste trabalho, mostram-se alguns dos métodos dos Sistema de Informações Geográficas (SIG) utilizadas na aplicação da abordagem metodológica para auxílio à tomada de decisão quando dos primeiros passos na idealização de um parque gerador de energia eólica offshore, no que tange os seus aspectos locacionais, com foco nas etapas de planejamento estratégico e licenciamento ambiental.

O objetivo principal desta primeira aplicação da abordagem é mostrar as áreas factíveis e de potencial conflito de uso do espaço marinho, apontando as opções de menor conflitos ou possíveis impactos, e consequentemente, de menor custo e menor tempo no seu processo de legalização e comissionamento, incluindo estudos prévios, cessão das áreas licenciamento ambiental e leilão da energia.

Esta primeira aplicação da metodologia, tomou como cenário o litoral do estado do Ceará, no nordeste do Brasil. A região tem se demonstrado como preferencial pelo setor de energias renováveis e a porção oceânica já se encontra altamente ocupada por intenções de uso para a energia eólica *offshore*, segundo os pedidos de licenciamento junto ao órgão ambiental brasileiro. Exceções se dão por conta de atividades reconhecidamente pré-existentes como as áreas protegias, turismo, óleo & gás e atividade portuária.

Destaca-se que por meio da aplicação da metodologia proposta, conseguiu-se a análise e diminuição da escala de trabalho sobre a zona costeira, visando uma análise mais localizada como melhora às metodologias e trabalhos previamente citados.

2. METODOLOGIA

A metodologia do presente trabalho está baseada no marco metodológico do Planejamento Espacial Marinho (PEM) (Carvajal et al., 2003; Ehler & Douvere, 2013; UNESCO-IOC & European Commission, 2021), utilizando os principais conceitos como uma primeira aplicação na identificação de áreas disponíveis (factíveis e sem conflitos de uso do mar) para desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil.

2.1 Área de Estudo

A área de estudo selecionada foi o estado do Ceará na região nordeste do Brasil (ver Figura 1a). Os 573 km de litoral se caracterizam pela presença constante de ventos moderados, evidenciada pelos altos valores do Fator de Capacidade Anual. O litoral da costa norte do Brasil a recebe a contribuição sazonal dos sistemas climáticos do Oceano Atlântico de ambos os hemisférios e da Zona de Convergência Intertropical o que, apesar de pequena variação anual na velocidade do vento, garante a regularidade do recurso eólico *offshore* Ricarte, 2007).

Para tanto levou-se em consideração o histórico de desenvolvimento de projetos eólicos *onshore*, as características das turbinas e parques instalados segundo os dados da ANEEL (2019); e o evidente interesse no desenvolvimento da indústria em projetos pioneiros e nos atuais projetos conceituais propostos no litoral do estado, segundo os processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA (2022).

2.2 Materiais e métodos

Depois de definida a área de estudo, foi montada a base de dados geográfica. Foram consultadas 46 fontes de informação pública, utilizando dados disponíveis em 29 destas bases. Os dados foram incorporados, complementados, simbolizados e analisados, utilizando o *software* especializado ArcGIS 10.6 e google Earth Pro.

Os dados foram organizados em mapas segundo os critérios-chave, como: Limites internacionais e políticos, Biomas e Ecossistemas, e Atividades humanas costeiras (UNESCO-IOC & European Commission, 2021). Foram identificados clusters (anglicismo) de interesse para a energia eólica *offshore*, e os recursos naturais na zona costeira. A partir da análise de superposição dos temas, foram definidas as unidades de planejamento nomeadas de Unidades Ambientais Costeiras (Carvajal et al., 2003).

Com base na revisão de literatura científica, foram identificados e analisados 25 critérios e selecionados os parâmetros estratégicos necessários

para uma análise integrada das restrições tecnológicas, ambientais, sociais e econômicas (Peters et al., 2020; Ricarte, 2007). Na sequência foram superpostas as atividades humanas costeiras e avaliadas as áreas de Compatibilidade, Possível Compatibilidade, Conflito de Uso, Sem Interseção Espacial e sendo de maior interesse as últimas que significam Nenhum Conflito de Uso. Finalmente foi calculada a capacidade de potência passível de instalaçãol para a CEU (marinha), a área factível e áreas sem conflito de uso. O cálculo foirealizado para três turbinas de 15, 12 e 10 MW, respectivamente, considerando um espaçamento entre elas de oito vezes o diâmetro do rotor (RD, compondo uma área de ocupação sobre a superfície do mar, formando um layout quadrado do conjunto.

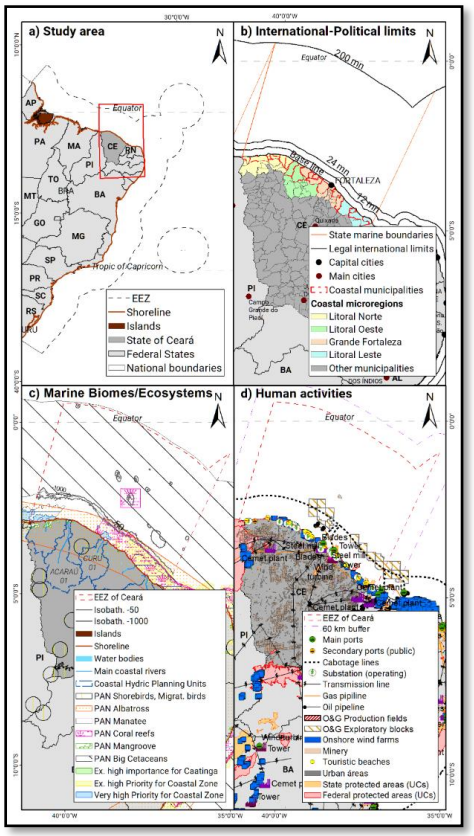


Figura 1 – Mapeamento da área de estudos e os critérios chave do PEM – a) Área de estudo, b) Limites internacionais e políticos, c) Biomas e ecossistemas marinhos (recursos naturais estratégicos), e d) Atividades humanas costeiras.

3. RESULTADOS

3.1 Unidade Ambiental Costeira Leste

Com base na análise dos Critérios chave (ver Figura 1b, c, e), foram delimitadas três Unidades Ambientais Costeiras (CEU pelas siglas em inglês): CEU Norte (azul), CEU Centro (rosa) e CEU Leste (verde), ver Figura 2.

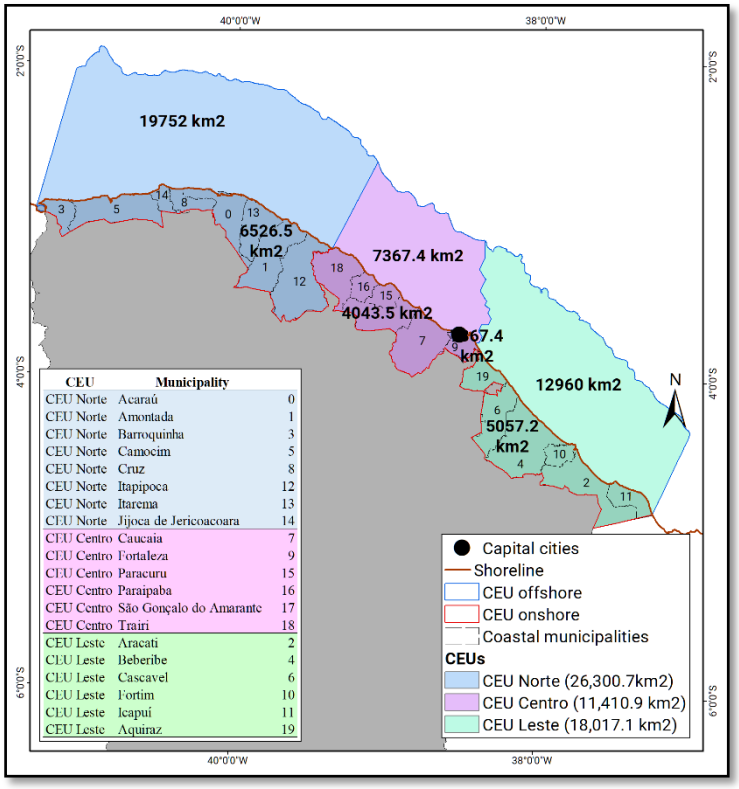


Figura 2 – Unidades Ambientais Costeiras definidas para a zona costeira do estado do Ceará.

A Figura 2 mostra a localização e os limites das CEU definidas, incluindo os municípios costeiros que teriam influência sobre cada uma das CEUs e suas respectivas áreas em terra e mar, a serem consideradas nos processos de planejamento e gestão costeira.

Para exemplificação com maior propriedade apenas a análise da CEU Leste é apresentada.

3.1.1 Áreas sem restrições

Em cada CEU foram sobrepostas as áreas dos critérios restritivos (em vermelho na Figura 3) para a definição das áreas factíveis de instalação de projetos eólicos *offshore* (área marinha sem superposição de restrições na Figura 3). Os valores dos parâmetros restritivos foram configurados em cenários, sendo que os valores restritivos podem variar segundo o cenário hipotético. Neste estudo são apresentados os resultados de um cenário nomeado "*trade-off"* (*Scenario B*), cujos critérios e valores são detalhados na legenda da Figura 3.

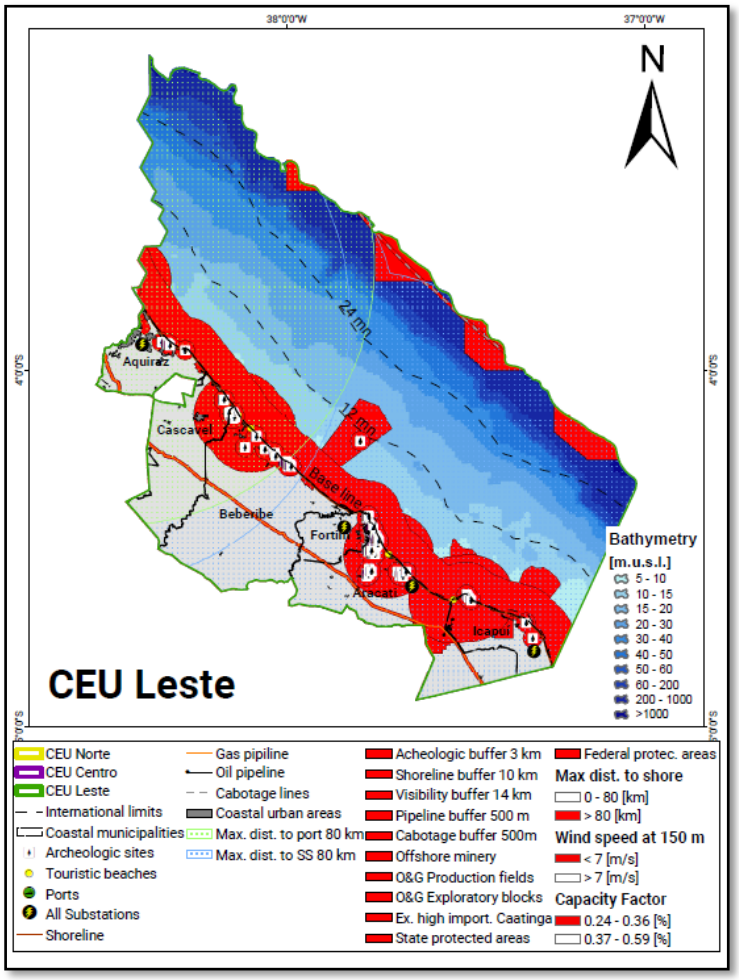


Figura 3 – Mapa CEU Leste e restrições em formato vector. Fonte: Os Autores com dados disponíveis publicamente de instituições brasileiras e geoprocessamentos próprios (ANEEL, 2019; ANP, 2019; IBAMA, 2022; MINAPA, 2021).

3.1.2 Áreas marinhas sem conflito de uso com atividades humanas

Depois de delimitar a área factível para desenvolvimento dos parques eólicos *offshore*, as atividades humanas são superpostas como áreas de conflito direto e possível conflito de uso do mar. A Figura 4 apresenta a área definida como factível (área interior de borda verde na Figura 4), e as áreas definidas com conflito de uso direto (áreas com linhas vermelhas cruzadas) e possível conflito (áreas com linhas amarelas paralelas).

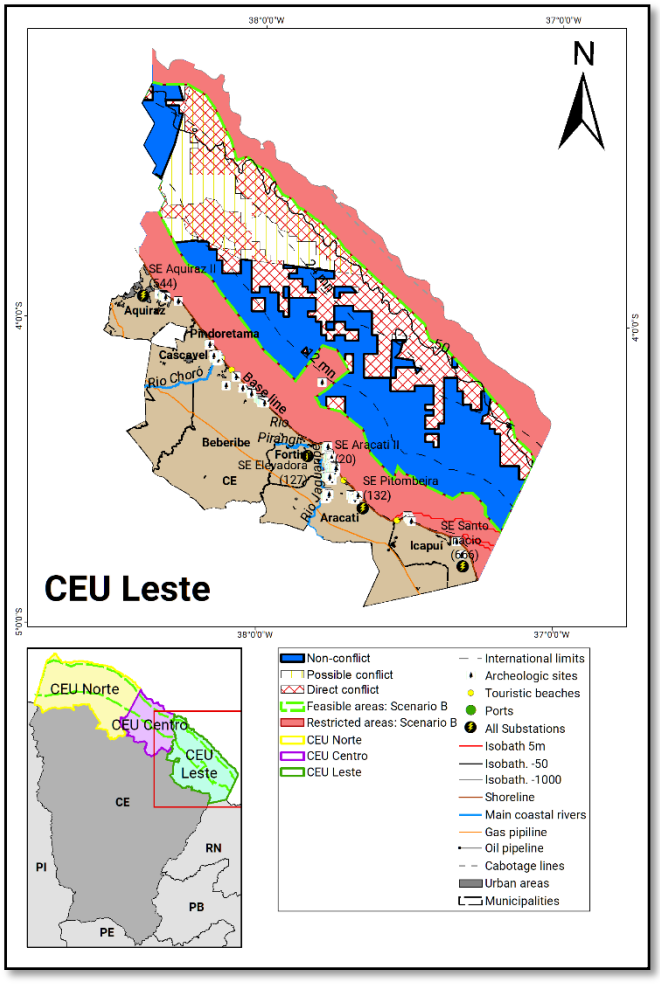


Figura 4 – Mapa Área factível Leste, diferenciando as áreas com conflito e uso, possível conflito e disponíveis, incluindo atividades humanas. Fonte: Os Autores a partir de dados disponíveis publicamente de instituições brasileiras e internacionais (ANEEL, 2019; ANP, 2019; IBAMA, 2022; MINAPA, 2021).

3.2 Potencial de capacidade instalável

Considerando as análises de restrições, segundo os critérios estratégicos selecionados e as atividades humanas no mar, foi identificada a áreas disponível sem conflitos de uso nem restrições técnicas. A Tabela 1 resume os valores de capacidade instalada nas diferentes áreas. Destaca-se que o cálculo do potencial de capacidade instalada em GW, sem considerar o espaçamento entre parques, ou seja, considerando que o total da área analisada pudesse ser preenchida de turbinas eólicas offshore considerando um *layout* quadrado e espaçamento de 8*RD para turbinas de 15, 12 e 10 MW respectivamente. Na tabela se mostra que dependendo da quantidade de critérios e qualidade das informações a área sem conflitos chega a 3.718,5 km^2.

Tabela 1 – Áreas definidas [km^2] e potenciais instaláveis [GW]

Nome	**Área [km2]**	**% da CEU Leste**	**% da ZEE Ceará**			
ZEE Ceará	215.977,5	1666,5%	100,0%			
CEU Norte (marinha)	19.752,0	152,4%	9,1%			
CEU Centro (marinha)	7.367,4	56,8%	3,4%			
CEU Leste (marinha)	**12.960,0**	**100,0%**	**6,0%**			
Área restrita	4.930,4	38,0%	2,3%			
Área factível	8.029,6	62,0%	3,7%	**Potencial de capacidade instalada [GW]**		
Área conflito direto + possível conflito	4.311,1	33,3%	2,0%	Turbina 15MW	Turbina 12MW	Turbina 10MW
Área disponível	**3.718,5**	28,7%	1,7%	**15,4**	14,2	**21,7**

4. DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

A metodologia mostrou ser bastante útil para a análise das áreas na zona marinho-costeira com um embasamento teórico robusto. A definição das áreas de planejamento permite um primeiro filtro para a definição dos objetivos de desenvolvimento das áreas e da energia eólica *offshore*. Destaca-se o grande

consumo de tempo na coleta, complementação e pré-processamento dos dados, motivo pelo qual um sistema que integre e disponibilize os dados geográficos e ferramentas especializadas é essencial. Os resultados mostram uma grande diminuição das áreas disponíveis comparadas aos trabalhos previamente desenvolvidos, possivelmente pelo uso de mais critérios de avaliação (> 20). Considerando que a área de análise focou em uma porção do estado do Ceará, foi possível a delimitação das áreas com maior acurácia. Esta análise pode ser melhorada com dados mais precisos de tráfego marinho, cabos submarinhos, pesca artesanal ou modelagens de ecossistemas críticos, etc.

Concernente à CEU Leste, embora encontrada uma área considerável sem restrições (Cenário *Trade-off*) de 8.030 km^2, na análise de conflito o potencial pode diminuir até chegando apenas a 28,7% da área da CEU Leste e 1,8% da área da ZEE do Ceará. Aliás, uma grande porção (26%) da área factível poderia ter um conflito direto com a atividade de pesca industrializada. A área desimpedida se concentra no sudeste da CEU Leste, próxima ao limite com o estado do Rio Grande do Norte, porém afastada dos portos locais. Ainda assim aparece um *hot spot* sem conflitos de uso bastante atrativo que se localiza direto ao norte de Fortaleza a aproximadamente 22 km do porto de Fortaleza. Cabe destacar também que se deve procurar mecanismos de modelagem de custos baseados em turbinas (Punt et al., 2009) pois como definido na Tabela 1, para a mesma área disponível, existem diferentes capacidades instaláveis para a mesma área, dependendo da turbina, obedecendo a diferente quantidade de turbinas a serem instaladas, o que representaria uma variação dos custos de instalação ao ter mais ou menos turbinas a serem instaladas.

Por estes motivos, inicialmente não se recomendaria priorizar esta CEU para desenvolvimento da energia eólica *offshore*, sem antes da análise das outras unidades de planejamento e desenvolver um trabalho consistente de aproximação e negociação com as empresas ou pescadores de área. Adicionalmente, uma análise do layout final dos parques com potências totais menores às atualmente propostas ou distribuídos em sistemas menores nas áreas sem conflito, poderia viabilizar a aceitação dos projetos e diminuir os

efeitos cumulativos e perdas de geração de energia por causa do efeito esteira entre os subsistemas.

Finalmente, é importante destacar que embora se identifiquem áreas disponíveis (sem restrições ou conflitos de uso), ainda não se incluíram análises de conflitos com recursos naturais que não são considerados como uma restrição direta. A inclusão destes dados poderia evidenciar um conflito direto ou possível conflito por conta da presença de bens e serviços ecossistêmicos, evidenciando possíveis impactos ambientais. Sendo esta análise um dos possíveis trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. (2019). *SIGEL ANEEL*. WebGIS ANEEL. https://sigel.aneel.gov.br/Down/

ANP. (2019). GeoANP – Mapa de dados georreferenciados. In *GeoANP*. http://geo.anp.gov.br//mapviewm

Carvajal, D. A. A., Sierra-correa, P. C., Arias-isaza, F. A., & Herazo, M. L. F. (2003). Conceptos y Guia Metodologica MIZC Colombia, Manual I. In *Serie de Documentos Generales de INVEMAR*.

de Assis Tavares, L. F., Shadman, M., de Freitas Assad, L. P., Silva, C., Landau, L., & Estefen, S. F. (2020). Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions. *Energy*, *196*, 117097. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097

De Azevedo, S. S. P., Pereira, A. O., Da Silva, N. F., De Araújo, R. S. B., & Júnior, A. A. C. (2020). Assessment of offshore wind power Potential along the Brazilian coast. *Energies*, *13*(10), 1–24. https://doi.org/10.3390/en13102557

Ehler, C., & Douvere, F. (2013). Planificación Espacial Marina: una guía paso a paso hacia la gestión ecosistémica. In *COI manuales y guías*.

IBAMA. (2022). *Mapa CEO - 2022Abr27* (p. 17).

Lozer dos Reis, M. M., Mitsuo Mazetto, B., & Costa Malateaux da Silva, E. (2021). Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the Brazilian coast. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *43*(July 2020), 100955. https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100955

MINAPA. (2021). *Mapa de Bordo - CE*. https://sistemas.agricultura.gov.br/agroform/index.php/916378?newtest=Y&lang=pt-BR

Peters, J. L., Remmers, T., Wheeler, A. J., Murphy, J., & Cummins, V. (2020). A systematic review and meta-analysis of GIS use to reveal trends in offshore wind energy research and offer insights on best practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *128*(August 2019), 109916. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109916

Pimenta, F. M., Silva, A. R., Assireu, A. T., Saavedra, O. R., others, De S. E Almeida, V., & Saavedra, O. R. (2019). Brazil Offshore Wind Resources and Atmospheric Surface Layer Stability. *Energies*, *12*(21), 4195. https://doi.org/10.3390/en12214195

Decreto Nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022, DOU (2022).

Punt, M. J., Groeneveld, R. A., van Ierland, E. C., & Stel, J. H. (2009). Spatial planning of offshore wind farms: A windfall to marine environmental protection? *Ecological Economics*, *69*(1), 93–103. https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2009.07.013

Ricarte, E. (2007). Avaliação de sitios para o aproveitamento dos recursos energéticos das ondas do mar. In *Coppe Ufrj*. UFRJ.

UNESCO-IOC, & European Commission. (2021). MSPglobal International Guide on Marine/Maritime Spatial Planning. In *UNESCO*. https://doi.org/10.1007/978-3-319-98696-8

Vinhoza, A., & Schaeffer, R. (2021). Brazil's offshore wind energy potential assessment based on a Spatial Multi-Criteria Decision Analysis. *Renewable and*

Sustainable Energy Reviews, *146*(June 2020), 111185. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111185

.

APLICAÇÕES DE BLOCKCHAIN EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Marina de Almeida Barbosa[1], Douglas de Tarso da Silva[1], Gabriel Antônio Fanelli de Souza[1], Roberto Akira Yamachita[1], Geraldo Lúcio Tiago FIlho[1], Benedito Claudio da Silva[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

A expansão do Sistema de Energia Elétrica no Brasil (SEB) e no mundo enfrenta crescentes dificuldades devido ao aumento exponencial da complexidade do gerenciamento, controle e comissionamento da energia elétrica. A tecnologia blockchain tem grande potencial para amenizar estes problemas, a partir do gerenciamento das informações técnicas e econômicas em um sistema autônomo adaptativo, criptografado e descentralizado. Nesse trabalho é realizada uma revisão inicial da utilização da tecnologia de blockchain nos sistemas elétricos de alguns países e são discutidas as possibilidades de adaptação dessa tecnologia no SEB**.** Entre os resultados encontrados estão a maior exatidão na estimativa da contribuição de cada unidade geradora em tempo real e a melhor identificação das perdas, tornando a tarifação mais justa e eficiente.

Palavras-chave: Blockchain; Contratos Inteligentes; Energia Elétrica; Geração distribuída; Sistemas Elétricos de Potência.

ABSTRACT

The expansion of the Electric Energy System in Brazil (SEB) and in the world faces increasing difficulties due to the exponential increase in the complexity of the management, control, and commissioning of electric energy. One of the solutions with great potential to alleviate these problems is the application of blockchain technology, from the management of all technical and economic information in an adaptive, encrypted, and decentralized autonomous system. In this work, an initial review of the use of blockchain technology in the electrical systems of some countries is carried out and the possibilities of adapting this

technology to the SEB are discussed. Among the results found are greater accuracy in estimating the contribution of each generating unit in real time and better identification of losses, making pricing fairer and more efficient.

Keywords: Blockchain; Smart Contracts; Electrical Energy; Distributed Generation; Electric Power Systems.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento e complexidade dos Sistemas de Energia Elétrica do mundo vem aumentando consideravelmente, principalmente em relação ao fluxo de carga e despacho econômico da energia, dificultando o gerenciamento e comissionamento das redes elétricas (MOREIRA, 2019). Fatores como a descentralização da geração de energia, causada pela geração distribuída, o grande volume de informações associados ao gerenciamento de recursos energéticos, os parâmetros de qualidade de energia, consumo e tarifação, se tornaram um grande desafio para definir uma regulamentação mais justa para os usuários do setor eletroenergético (TAUFEL, 2019).

A tecnologia *blockchain* pode ser utilizada neste contexto como um livro razão digital criptografado, descentralizado e de uso aberto por todos os usuários da rede elétrica, armazenando e fornecendo todas as informações de geração, consumo, tarifação, perdas e parâmetros de qualidade de energia elétrica, todos incorporados em redes inteligentes de energia com o auxílio de contratos inteligentes e técnicas de Inteligência Artificial para tornar a rede autogerenciável (KUMAR, 2020). Este artigo está organizado da seguinte forma: É realizada uma explanação dos conceitos mais importantes da tecnologia *blockchain*, do SEB e, posteriormente são apresentados os principais resultados encontrados das aplicações em redes inteligentes, bem como os possíveis impactos da utilização desta tecnologia no setor elétrico brasileiro, suas potencialidades e desafios.

2. BLOCKCHAIN

A tecnologia *blockchain* é baseada em redes ponto-a-ponto, que são redes onde todos os nós podem se conectar com todos. A primeira aplicação surgiu em 2008 com o Bitcoin (NAKAMOTO, 2008). Em 2013 consolidou-se com a implementação de contratos inteligentes na cadeia de blocos da rede Ethereum (BUTERIN, 2013). Os contratos inteligentes permitiram adicionar o consenso entre os nós participantes da rede, onde eles votam a favor ou contra as mudanças sugeridas. Na figura 1 os elementos básicos que de um contrato inteligente (BUTERIN, 2013).

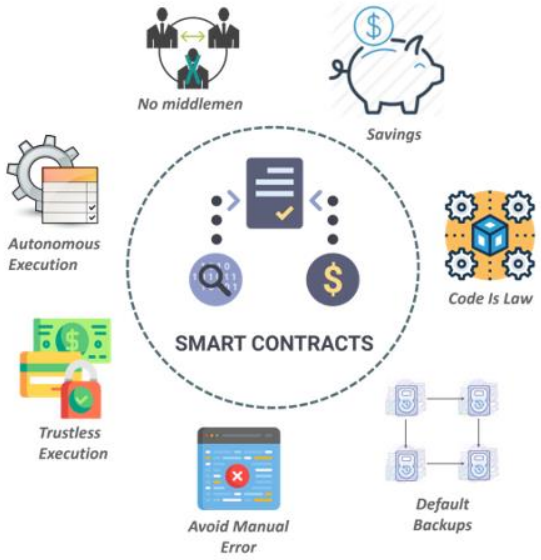


Figura 1 – Diagrama de um contrato inteligente

O acesso às informações de uma *blockchain* ocorre através de uma chave pública, também conhecida como endereço (NAKAMOTO, 2008). As informações relacionadas a uma chave pública ficam disponíveis para sempre em blocos validados e, estas alterações aparecem a cada bloco novo junto com as alterações anteriores, dando características de um livro razão ou livro contábil à *blockchain* (JINDAL, 2019). Esta característica possibilita a verificação de todos os tipos de informações atreladas a este endereço sem identificar o proprietário da chave privada que comanda a chave pública. Na

figura 2 é mostrado como ocorre a criação de uma chave privada e uma chave pública (JINDAL, 2019).

Figura 2 – Criação de um endereço a partir de uma chave privada

Cada chave privada possibilita acesso apenas a uma chave pública. Desta forma somente o proprietário consegue alterar o conteúdo de uma chave pública. No caso das criptomoedas, só é possível retirar Bitcoins do saldo de uma chave pública para outra se tiver posse da chave privada do endereço de origem (BECK, 2018). Na figura 3 é ilustrado a formação de uma *blockchain* (SILVA, 2021). Cada informação de um bloco tem um *hash* e cada bloco inteiro tem um último *hash* equivalente final, que será o primeiro *hash* do próximo bloco.

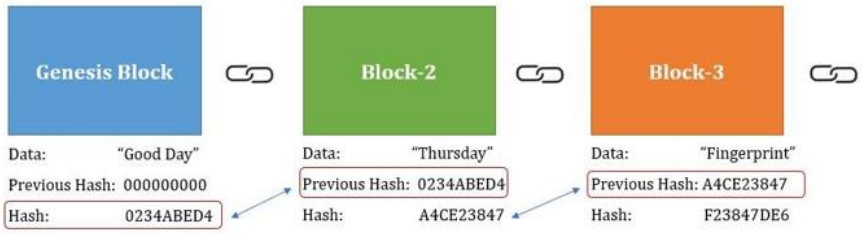


Figura 3 – Sequência de uma blockchain

A *blockchain* é resistente aos ataques cibernéticos pois seria necessário alterar todos os blocos já validados em todos os nós participantes da rede, algo que é virtualmente impossível com a capacidade computacional existente no mundo atualmente e, os algoritmos utilizados têm a dificuldade

adaptativa crescente de acordo com a quantidade de nós da rede, quanto maior o número de participantes, mais difícil a resolução da criptografia para validar os dados (SILVA, 2021).

3. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado pelo conjunto de todos os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) presentes no Brasil que estão conectados entre si através do Sistema Integrado Nacional (SIN), estes SEPs são formados por todas as unidades geradoras de energia, independentemente do tipo da matriz energética primária, como as hidráulicas, termoelétricas provenientes de biomassa ou derivados do petróleo, as nucleares, eólicas ou fotovoltaicas.

As linhas de transmissão e distribuição, as subestações e componentes empregados no SEP, assim como os consumidores finais, também fazem parte de um SEP. O SIN é caracterizado pela coordenação e controle dos SEPs subdivididos em subsistemas regionais, baseados nas bacias hidrográficas mais relevantes do país: Sudeste/Centro-Oeste; Sul; Nordeste e Norte (TOLMASQUIM, 2016),

Desta forma o SIN possibilita o intercâmbio de energia elétrica entre quase todas as redes do Brasil. Alguns SEPs não estão ligados a outros SEPs, e podem funcionar de forma autônoma e isolada, ou seja, desconectados do Sistema Integrado Nacional. Esses sistemas também podem ser classificados como uma *Microgrid*.

4. APLICAÇÃO DE BLOCKCHAIN NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Para aplicar *blockchain* em SEP ou em uma *microgrid* e necessário implementar seus conceitos em uma rede inteligente de energia, para que os dados da *blockchain* possam ser utilizados e atualizados de acordo com a necessidade do sistema (CUTSEM et al., 2020).

Roversi et al. (2020) realizaram uma revisão bibliográfica sobre a tecnologia *blockchain* em contexto mundial, seus desafios, oportunidades e

aplicações no setor elétrico e obtiveram que as principais dificuldades estão relacionadas a falta de um mecanismo regulatório para a aplicação da tecnologia, escabilidade, custo de armazenamento, distribuição e consumo de energia. Como benefícios são citados a descentralização do mercado, aumento da transparência, segurança, autonomia dos consumidores e redução dos custos. Dentre as aplicações foi encontrado que a maioria dos projetos que envolvem aplicação de *blockchain* está na área de comercialização de energia elétrica, fontes renováveis de energia ou bateria, sendo que um desses projetos tem como objetivo a certificação da energia como produto de origem renovável. Algumas aplicações de blockchain em redes inteligentes são apresentadas com mais detalhes, como previsão e estimativa de estados em sistemas de energia, aplicações de mercado de energia e serviços ancilares.

4.1 Previsão e estimativa de estado

Jamil et al. (2021) utilizou dados reais de consumo de energia do departamento de energia de Jeju, República da Coreia, para propor uma plataforma de comércio de energia preditiva baseada no modelo de *blockchain* e em técnicas de *machine learning*. A plataforma proposta possui três módulos: Comercio de energia inteligente (*peer-to-peer*); Análise de dados e Análise preditiva inteligente de contratos. Os resultados encontrados mostraram que essa plataforma teve uma melhor performance em termos de latência e de taxa de transferência *(throughputs)* e que os padrões descobertos e ocultos foram uteis para minimizar o custo do consumo de energia para os consumidores. Devido ao sucesso do algoritmo na previsão (JAMIL et al., 2021) propõe a utilização de novas plataformas com um modelo híbrido de *machine learning* para tornar o sistema mais robusto, além da possibilidade de considerar futuramente, outros dados ambientais como umidade, temperatura e velocidade do vento para melhorar os algoritmos de otimização. Kumar et al., (2020) constatou, em sua revisão sobre recursos de energia distribuída e a aplicações de técnicas de Inteligência artificial, *Internet of Things (IoT)* e *blockchain* em *Smart Grids*, que a aplicação de *blockchain* aliada à *IoT* propicia

melhorias de processamento de dados, principalmente no que tange a sensibilidade da análise, rastreamento, segurança e armazenamento, trazendo diversos benefícios aos serviços de *Smart Grids*, como confiabilidade, disponibilidade, resiliência, estabilidade, segurança e sustentabilidade.

Alladi et al. (2019) também estudou o uso de *blockchain* em *Smart Grids*, utilizando como metodologia a revisão bibliográfica de diferentes formas de uso dessa tecnologia, levando também em consideração aspectos comerciais e técnicos. A partir disso foi observado que o uso de *blockchain* em *Smart Grids,* as transferências se tornaram mais simples e os procedimentos mais confiáveis, apesar da *blockchain* não propiciar privacidade para as transações, tecnologias auxiliares, como por exemplo a criptografia, podem ser utilizadas. Os autores também ressaltam que apesar dos benefícios da adoção futura da *blockchain* para as *Smart Grids*, serão necessários esforços conjuntos da comunidade de pesquisa, a fim de buscar alternativas para os desafios que serão encontrados.

4.2 Aplicações em transações de energia e serviços ancilares

Em um SEP pode ser empregado um sistema de transação de energia, permitindo que operadores de unidades de geração distribuída de energia elétrica possam negociar a energia excedente, auxiliando em serviços ancilares como na regulação de tensão em redes ativas de distribuição (SAXENA et al.,2020). Nos métodos atuais a fiscalização e auditoria das informações técnicas necessárias para uma melhor operação são extremamente difíceis devido as grandes quantidades de variáveis que influenciam na dinâmica do sistema.

A tecnologia *blockchain* pode auxiliar no gerenciamento destas informações, facilitando a automação e aumentando a confiança das transações de energia neste modelo, como serviço ancilar, e ainda possibilitando que qualquer ente participante possa fazer a própria auditoria sempre que necessário (SAXENA et al.,2020). Na figura 4 é demonstrado a implementação de um sistema gestor de quatro *microgrids* geridos por um

contrato inteligente concebido por Saxena e suas equipes da Universidade de Toronto e da Universidade de York.

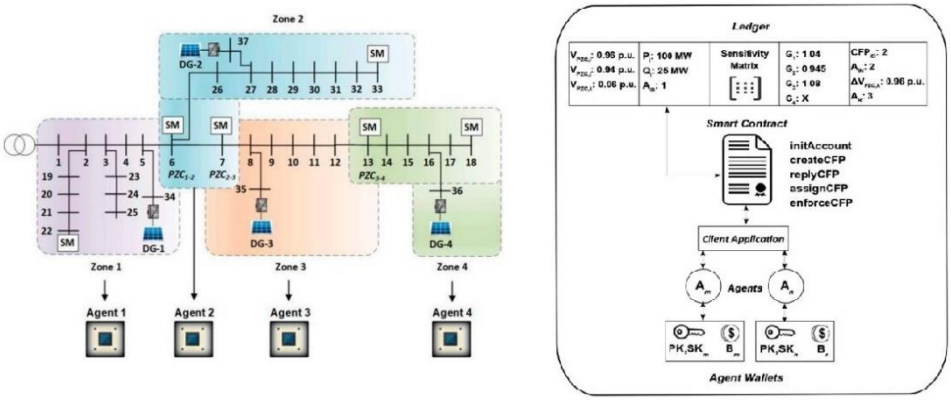


Figura 4 – Na esquerda uma rede de quatro *microgrids*, a direita a estrutura do contrato inteligente implementado

Nesta implementação, foi adicionado um conceito de reputação, onde a informação da quantidade de problemas referentes ao controle de tensão e energia armazenada, desta forma é criado um ranqueamento, mostrando quais *microgrids* são mais confiáveis para fornecer energia dentro dos parâmetros necessários para ajudar na regulação do sistema. Através de contratos inteligentes, caso algo não ocorra como deveria, automaticamente o sistema cessa o contrato, estorna os valores negociados e o próximo mais bem colocado é selecionado para prover o serviço sem a necessidade de intermediários (SAXENA et al.,2020). Todo o trabalho computacional de validação de dados foi realizado pelo próprio medidor inteligente presente na rede.

5. DESAFIOS E POTENCIALIDADES DA IMPLEMENTAÇÃO DA TECNOLOGIA BLOCKCHAIN NO SEB

Roversi et al. (2020) encontraram que dentre os principais desafios abordados na literatura para a aplicação da tecnologia *blockchain* estão a falta de um mecanismo regulatório, a imaturidade da tecnologia, o custo de

armazenamento e a escalabilidade do mecanismo. Machado et al. (2020) em seus estudos sobre a comercialização de energia elétrica utilizando *blockchain* encontrou resultandos semelhantes**,** além disso acrescenta que seriam necessários esforços para a adaptação da rede de distribuição de energia para aplicação da tecnologia de blockchain, bem como de alterações legais e políticas.

Roversi et al. (2020) também apresenta que dentre as oportunidades de aplicação do *blockchain* no setor elétrico estão a descentralização do mercado, o aumento da transparência, segurança, redução dos custos e maior poder para os consumidores. Já Machado et al. (2020) apresenta como vantagens da aplicação do *blockchain*, a oportunidade de negociação entre os prossumidores e consumidores, a redução do custo da energia, aumento da autonomia aos consumidores, segurança nas transações e a oportunidade de acessar certificados de energia verde. No Brasil um dos maiores desafios seria a aceitação da tecnologia *blockchain* por parte dos especialistas, devido a crença de que a implementação do *blockchain* é desnecessária para atualização do sistema. Esse fato é determinante para o futuro da aplicação da tecnologia no setor elétrico, uma vez que um dos esforços iniciais para a implementação seriam o início dos testes de aplicação da tecnologia e o desenvolvimento de um arcabouço regulatório para aplicação da mesma.

Muito desse prejulgamento por parte dos especialistas existe devido à falta de conhecimento sobre o funcionamento da tecnologia *blockchain* e a crença equivocada de que haveria a necessidade de aquisição de equipamentos caros e dedicados para validar os dados, da mesma forma que ocorre com as criptomoedas. Como o algoritmo da tecnologia *blockchain* é adaptável às diversas arquiteturas, inclusive aos processadores já utilizados nos inversores de frequência e medidores inteligentes em comercialização, seria necessário somente uma atualização de *firmware* para permitir o armazenamento dos dados das medições dos parâmetros elétricos em um bloco de dados e compartilhá-los com outros elementos da rede, formando uma *blockchain.*

Além disso, como a metodologia atual do sistema não disponibiliza acesso irrestrito a todos os usuários da rede, isso gera um desequilíbrio entre os beneficiários da rede, as concessionárias e os consumidores. A aplicação do *blockchain* seria uma forma de promover a igualdade de autonomia e acesso a informação de energia entre os agentes do sistema. A isso soma-se o benefício que mais impactaria a sociedade como um todo: a tarifação mais justa e a diminuição do custo da energia elétrica.

6. CONCLUSÕES

As possibilidades de aplicações de *blockchain* em SEP e nas redes inteligentes de energia elétrica, no âmbito das *microgrids* são enormes. A utilização da *blockchain* para armazenar todos os tipos de informações, atualizando-as em tempo real, permite a disponibilidade de acesso aos dados a qualquer usuário da rede, sem comprometer a privacidade e a originalidade das informações compartilhadas. Assim, com o auxílio de outras tecnologias, como a Inteligência Artificial e a mineração de dados, é possível obter sistemas mais justos, dinâmicos e adaptáveis às necessidades do SEB.

A *blockchain* também permite que uma única base de dados armazene a quantidade de energia gerada e consumida por cada ente da rede, as perdas técnicas e não técnicas em cada trecho, a gestão energética automática da rede leva em consideração as prioridades de carga, despacho econômico e o conceito de reputação do sistema, conforme sugerido por Saxena et al.

Com a devida instrumentação, pode ainda, acompanhar em tempo real os parâmetros de qualidade de energia elétrica identificando os principais contribuidores de energia fora dos parâmetros estipulados pelo módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), limitando o acesso ao sistema até que tudo se normalize ou então aplicar uma cobrança de danos, caso não seja possível a remoção momentânea do sistema. Também seria possível a transação de energia elétrica no mercado livre reduzindo a dependência de agentes reguladores

externos, pois o sistema pode ser autorregulado, sendo as garantias providas pelos contratos inteligentes.

Os resultados das implementações aqui destacadas demonstram a viabilidade técnica e reforçam os benefícios particulares de cada aplicação no com texto de *blockchain* aplicado em sistemas elétricos de energia, evidenciando grandes possíveis benefícios na otimização e eficiência energética se implementados no mercado de energia elétrica brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLADI, T.; CHAMOLA, V.; RODRIGUES, J. J.; KOZLOV, S. A. “Blockchain in smart grids: A review on different use cases,” Sensors, 2019.

BECK, R. “Beyond bitcoin: The rise of blockchain world,” Computer, 2018.

BUTERIN, V. et al., “Ethereum white paper,” GitHub repository, vol. 1, 2013.

JAMIL, F.; IQBAL, N.; AHMAD, S.; KIM D.; et al. “Peer-to-peer energy trading mechanism based on blockchain and machine learning for sustainable electrical power supply in smart grid,” IEEE Access, vol. 9, pp. 39 193– 39 217, 2021.

JINDAL, A.; AYILA, G. S.; KUMAR, N. “Survivor: A blockchain based edge-as-a-service framework for secure energy trading in sdn-enabled vehicle-to-grid environment,” Computer Networks, vol. 153, pp. 36–48, 2019.

KUMAR, N. M.; CHAND, A. A.; MALVONI, M.; PRASAD, K. A.; MAMUN, K. A.; ISLAM, F.; CHOPRA, S. S. “Distributed energy resources and the application of AI, iot, and blockchain in smart grids,” Energies, vol. 13, no. 21, p. 5739, 2020.

MACHADO, S.; RAMPINELLI, G. A.; VIGIL, M.; MARCELINO, R. Novo modelo de comercialização de energia elétrica utilizando blockchain, um estímulo à geração distribuída e aos veículos elétricos. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar (2020).

MOREIRA, E. I.; AGUIRRE, L. A. “Resiliencia de sistemas elétricos de potência representados por redes de kuramoto,” 14° Simposio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), 2019.

MUSLEH, A. S.; Yao, G.; Muyeen, S. “Blockchain applications in smart grid–review and frameworks,” IEEE Access, vol. 7, pp. 86 746–86 757, 2019.

NAKAMOTO, S. “Bitcoin whitepaper,” URL: https://bitcoin.org/bitcoin.pdf (17.07. 2019), 2008.

ROVERSI, K.; MACHADO, S.; RAMPINELLI, G. A.; VIGIL, M. A. G.; MARCELINO, R.; DETERS, O.; QUAN, G. “Tecnologia blockchain no setor elétrico: Impactos e aplicações,” Brazilian Journal of Development, 2020.

SAXENA, S.; FARAG, H. E.; TURESSON, H.; KIM, H. “Blockchain based transactive energy systems for voltage regulation in active distribution networks,” IET Smart Grid, vol. 3, no. 5, pp. 646–656, 2020.

SILVA, A. R. d. “Blockchain, big data e iot: o que você precisa saber,” Apr 2021. [Online]. Available: https://operdata.com.br/blog/blockchainbig-data-e-iot-o-que-voce-precisa-saber/

SKOWRONSKI, R. “The open blockchain-aided multi-agent symbiotic cyber–physical systems,” Future Generation Computer Systems, vol. 94, 2019.

TEUFEL, B.; SENTIC, A.; BARMET, M. “Blockchain energy: Blockchain in future energy systems,” Journal of Electronic Science and Technology, 2019.

TOLMASQUIM, M.T. et al. “Energia termoelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear” Rio de Janiero: EPE, p. 25, 2016.

VAN CUTSEM, O.; DAC, D. H.; BOUDOU, P.; KAYAL, M. “Cooperative energy management of a community of smart-buildings: A blockchain approach,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020.

APORTE DE DADOS GEOFÍSICOS E GEOLÓGICOS PARA A EXPANSÃO DO SETOR DE GÁS NO ESTADO DO PARANÁ

João Paulo Guilherme Rodrigues Alves[1]; Claudio Riccomini[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Um reservatório não convencional de hidrocarbonetos consiste em uma rocha geradora (folhelho) com baixa permeabilidade e rica em matéria orgânica. O fracking é executado em poços horizontais de modo a estimular a extração de gás e petróleo não convencionais em níveis comerciais. Na Bacia do Paraná, em particular no Estado do Paraná, ocorrem prováveis reservatórios não convencionais nos folhelhos ricos em matéria orgânica das formações Ponta Grossa e Irati. Este trabalho utilizou dados geofísicos e geológicos para avaliar o potencial para uma exploração segura de gás-de-folhelho no Estado do Paraná. A partir do mapa de anomalia Bouguer residual, foram identificadas anomalias extremamente negativas na região centro oeste do estado. Utilizando dados magnetométricos e aplicando filtros, foi possível delimitar as principais estruturas preexistentes na área de estudo e estimar a direção de esforço mínimo. Dados das direções dos esforços horizontais máximos sugerem que a direção os poços horizontais destinados ao fracking devem ser alocados na direção NW-SE. Diante das estruturas preexistentes, foi criado um mapa com as áreas de risco para a aplicação do fraturamento hidráulico. O mapa de risco evidenciou que existe, poucas áreas seguras para a aplicação do fracking no estado, visto que as regiões com maior potencial estão sobre estruturas preexistentes.

Palavras-chave: Gás-de-folhelho; Fraturamento hidráulico; Bacia do Paraná.

ABSTRACT

An unconventional hydrocarbon reservoir consists of a source rock (shale) with low permeability and rich in organic matter. Fracking is performed in horizontal

wells in order to stimulate the extraction of unconventional gas and oil at commercial levels. In the Paraná Basin, particularly in the state of Paraná, probable unconventional reservoirs occur in the organic-rich shales of the Ponta Grossa and Irati formations. This work used geophysical and geological data to evaluate the potential for safe exploration of shale gas in Paraná State. From the residual Bouguer anomaly map, extremely negative anomalies were identified in the central western region of the state. Using magnetometric data and applying filters, it was possible to delineate the main preexisting structures in the study area and to estimate the direction of minimum stress. Data from the directions of maximum horizontal stress suggest that the direction of the horizontal wells destined for fracking should be allocated in the NW-SE direction. In view of the pre-existing structures, a map was created with the risk areas for the application of hydraulic fracturing. The risk map showed that there are few safe areas for the application of fracking in the state, since the regions with the greatest potential are over pre-existing structures.

Keywords: Shale gas; Hydraulic Fracturing; Paraná Basin.

1. INTRODUÇÃO

O fraturamento hidráulico estimulado também conhecido como “fracking” é uma técnica utilizada pela indústria de óleo e gás em formações geológicas com baixa permeabilidade e ricas em matéria orgânica, onde poços horizontais são alocados com o intuito de gerar fraturas a partir do aumento de pressão para realizar a exploração de hidrocarbonetos (ZOBACK; KOHLI, 2019).

A primeira etapa para a utilização do fraturamento hidráulico consiste na alocação de um poço vertical até a profundidade da formação de interesse. Após esta etapa, um poço horizontal é alocado e então é bombeada uma mistura podendo conter água, areia e aditivos químicos (Figura 1). Com o aumento de pressão, são geradas fissuras nos folhelhos, aumentando a permeabilidade do reservatório e facilitando a exploração do óleo ou gás. Após a extração total do gás, os fluidos utilizados retornam à superfície e o poço pode entrar na etapa de completação e o gás é processado, refinado e por fim comercializado.

A técnica de fraturamento hidráulico se popularizou de tal maneira nos EUA, a ponto que em 2012, 90% dos poços utilizados para a exploração de óleo e gás se aproveitavam do uso do fraturamento hidráulico (WENZEL, 2012), até que em 2015, poços com o uso do fracking foram responsáveis por 51% da produção de óleo, e 67% da produção de gás no país (EIA, 2015).

Na Bacia do Paraná, em particular no Estado do Paraná, ocorrem prováveis reservatórios não convencionais nos folhelhos ricos em matéria orgânica das formações Ponta Grossa (Devoniano, entre 410 e 370 milhões de anos) e Irati (Permiano, entre 270 e 265 milhões de anos).

Este trabalho tem como objetivo utilizar dados gravimétricos, aeromagnetométricos, mecanismos focais de terremotos, estruturais e de orientação de esforços horizontais disponíveis para avaliar a possibilidade de execução de sondagens horizontais destinadas ao fracking, visando áreas com maior potencial para o acúmulo de gás e menor risco para a comunidade local, de forma a evitar possíveis danos ambientais e indução de sismos.

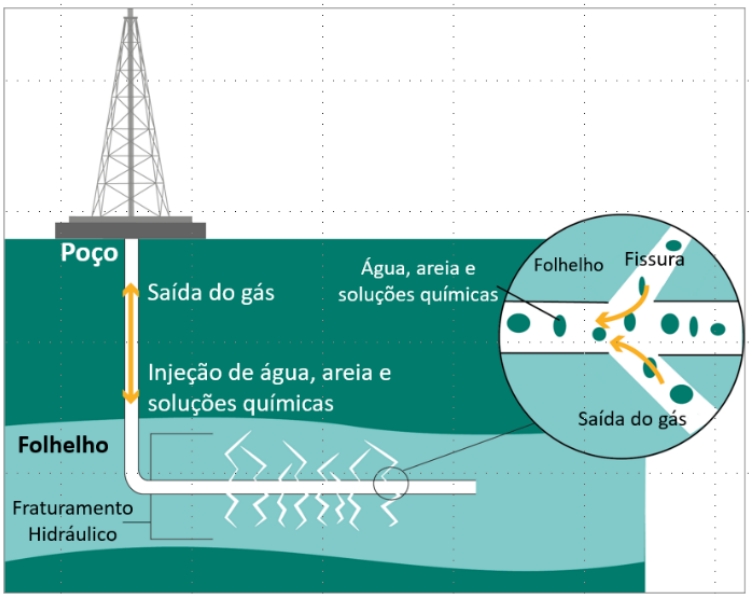


Figura 1 - Processo utilizado durante o fraturamento hidráulico. Modificado de EEA (2021).

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Bancos de dados e softwares utilizados

Neste trabalho foram utilizados quatro conjuntos de dados: gravimétricos, aeromagnetométricos, de mecanismos focais e geológicos de direção de esforços. Todos os dados foram obtidos a partir de bancos de dados de livre acesso da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e do Serviço Geológico do Brasil – CPRM.

2.2 Gravimetria

O processamento gravimétrico utilizou dados terrestres pré-processados provenientes do BNDG (Banco Nacional de Dados Gravimétricos). Esta etapa contou com processamento, interpolação, cálculo regional, residual e aplicação final dos filtros. Os dados de anomalia Bouguer, Ar-Livre e Bouguer residual foram interpolados aplicando-se o método de interpolação por Krigagem, a partir de uma grade de nós de 189 x 300 (56.700 pontos).

2.3 Magnetometria

A utilização de dados magnetométricos teve como objetivo a delimitação dos principais lineamentos estruturais presentes no Estado do Paraná para que junto com dados estruturais presentes na literatura pudesse ser realizada a avaliação de risco para a alocação de poços destinados ao fracking.

O processamento magnetométrico (Figura 2), contou com a interpolação e obtenção do Campo Magnético Anômalo (CMA), aplicação dos filtros para a geração dos mapas de primeira derivada vertical (DZ), amplitude do sinal analítico (ASA), redução ao polo (RTP) e inclinação do sinal analítico (ISA) com o intuito de refinar a interpretação e definir os principais lineamentos estruturais.

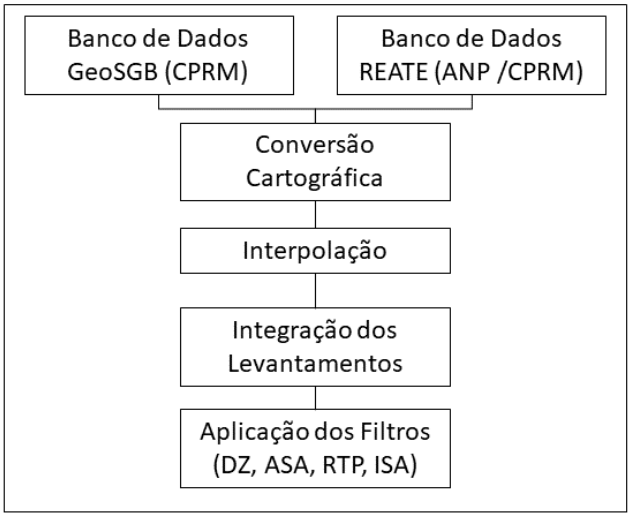


Figura 2 - Fluxograma de processamento dos dados magnetométricos

2.4 Clusterização de dados

Com o intuito de elucidar questões relacionadas dos diques e seus impactos, além de delimitar uma quantidade complementar de lineamentos e definir estatisticamente a direção principal dos lineamentos, foi selecionado para análise o levantamento na parte leste do estado (Projeto Aerogeofísico Paraná – Santa Catarina) visto que este era o levantamento com a maior resolução (125 x 125 m) e se encontrava sobre o Arco de Ponta Grossa.

2.5 Mecanismos focais

A orientação dos poços horizontais destinados ao fracking deve ser feita na direção de esforço principal mínimo vigente em uma dada região (ortogonal à direção de máximo esforço), de modo que as fraturas se propaguem em superfícies ortogonais ao eixo do poço (ZOBACK; KOHLI, 2019). Assim, para determinar a direção de esforços atuante sobre a Bacia do Paraná, foram compilados dados das direções de esforços horizontais máximos provenientes do Mapa Mundial de Esforços (HEIDBACH et al., 2018) e presentes em RICCOMINI; ASSUMPÇÃO (1999). Os dados compilados são resultantes de mecanismos focais, break-out e dados geológicos recolhidos a partir de medição direta.

2.6 Mapas risco

As fraturas hidráulicas geradas pelo processo de fracking podem se propagar por longas distâncias até alcançar e interferir nos aquíferos ou gerar sismicidade induzida, de modo que a distância de propagação dessas fraturas é uma variável crítica a ser considerada. As fraturas preexistentes ortogonais aos poços horizontais são aquelas com maior probabilidade de serem abertas e conectadas às fraturas hidráulicas.

Para delimitar as falhas preexistentes, foram utilizados como base os lineamentos provenientes do processamento magnetométrico complementares aos dados existentes no mapa estrutural regional elaborado por Soares et al. (2007), onde os lineamentos delimitados no segundo caso foram obtidos a partir do produto de mapas gravimétricos, magnetométricos, imagens de radar e de satélites. Após a delimitação e integração dos lineamentos, foi confeccionado um mapa com as áreas de risco associadas as falhas preexistentes. Foi estipulada uma área de risco de 20 quilômetros até as falhas delimitadas, sendo essas as áreas não recomendadas para a execução do fracking.

3. RESULTADOS

3.1 Mapas gravimétricos

O mapa de estações gravimétricas (Figura 3a), evidencia a distribuição desigual de estações gravimétricas. A maior concentração de estações se encontra na região central do estado, enquanto as regiões limítrofes apresentam no geral uma menor quantidade de estações, implicando em uma menor confiabilidade nos resultados provenientes dessas áreas.

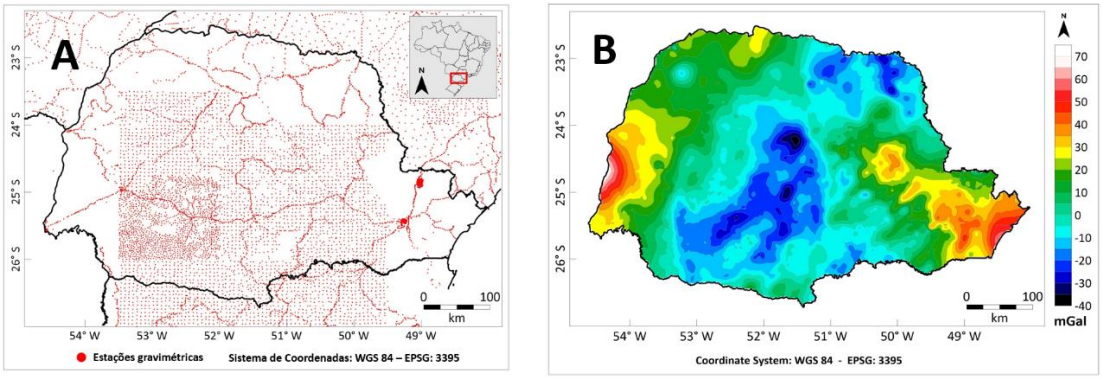


Figura 3 – Mapa de estações gravimétricas (a) e mapa de anomalia Bouguer residual do Estado do Paraná (b)

No mapa de anomalia Bouguer residual (Figura 3b) é possível identificar com maior precisão quatro anomalias gravimétricas extremamente negativas na região centro oeste do estado. Essas anomalias podem estar associadas a presença de gás de folhelho na região, possivelmente com grau de maturação necessários para a viabilização da exploração de gás na região.

3.2 Mapa magnetométrico

A partir da aplicação dos filtros e integração dos dados de SOARES et al. (2007), foi possível delimitar os principais lineamentos magnéticos no Estado do Paraná (Figura 4). A maior parte dos lineamentos identificados e correlacionados com falhas geológicas possuem a direção NW-SE, e alguns em menor quantidade direções E-W e NE-SW.

Mapear esses lineamentos é extremamente importante, pois a alocação de poços horizontais destinados ao fracking deve ser realizada a uma distância segura das estruturas preexistentes para evitar a conexão com fraturas hidráulicas e a geração de sismos.

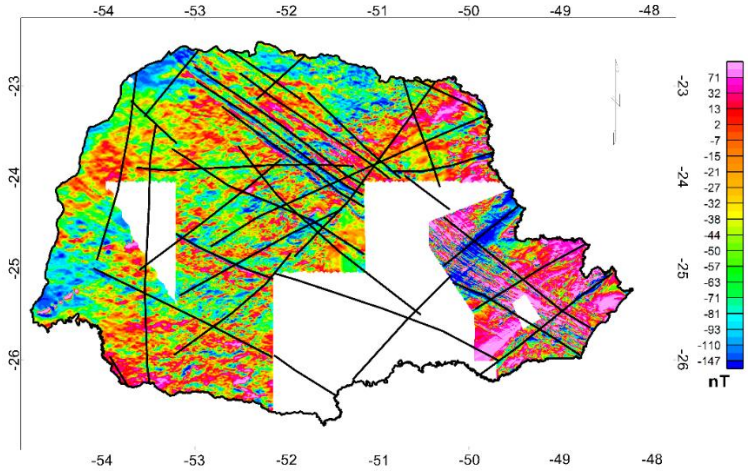


Figura 4 - Mapa magnetométrico com os lineamentos estruturais

3.3 Resultados da Clusterização dos dados

Para realizar o agrupamento dos dados foi utilizado o algoritmo K-means para separar os lineamentos delimitados sobre a região leste do Estado do Paraná, e com isso obter as três famílias de lineamentos.

Na Figura 5 são apresentados os mapas de lineamentos magnéticos total e separados por famílias. Foram reconhecidas três famílias de lineamentos, diferenciadas com base nas suas orientações e relações de superposição (corte). As relações de superposição mostram que a família WNW-ESSE a E-W é a mais antiga, a NW-SE a WNW-ESSE a de idade intermediária, e a de direção NW-SE a mais jovem, conforme hipótese formulada por RICCOMINI (1995).

Para verificar a normalidade dos dados, foi realizado o teste de Shapiro-Wilk (SHAPIRO; WILK, 1965), o qual resultou num valor-p menor do que 0,05 (sendo 0,05 o nível de significância). Assim, optou-se por utilizar o teste não paramétrico de Kruskal-Wallis (KRUSKAL; WALLIS, 1952) para analisar os dados. Aplicando o teste e comparando os grupos, obteve-se um valor-p menor que 0,001, o que demonstrou a existência de uma diferença estatisticamente significativa entre os dados, confirmando que o algoritmo K-means conseguiu separar satisfatoriamente os lineamentos.

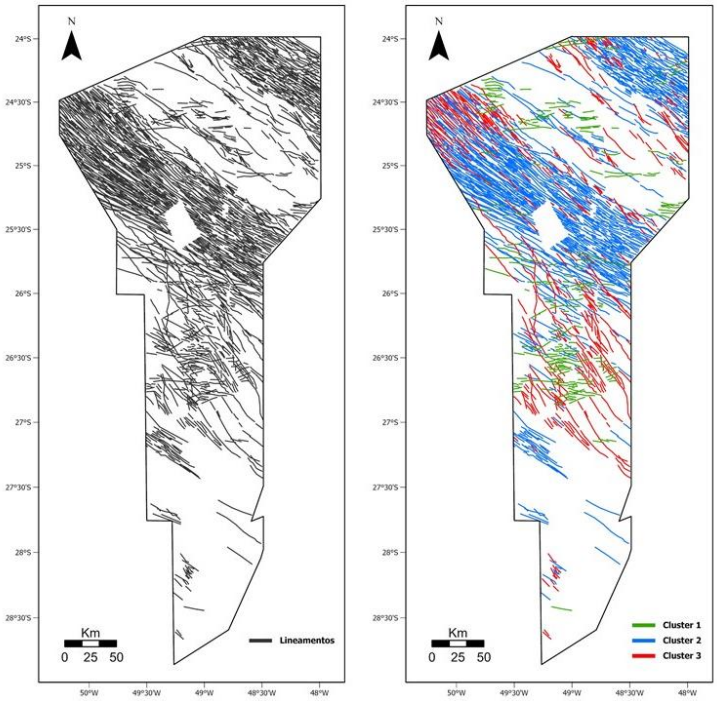


Figura 5 - Mapas dos lineamentos delimitados e separados pelo K-means

Na Figura 6 estão as rosetas dos lineamentos separadas por famílias: a) N80W a E-W; b) N50-60W; e c) N45W.

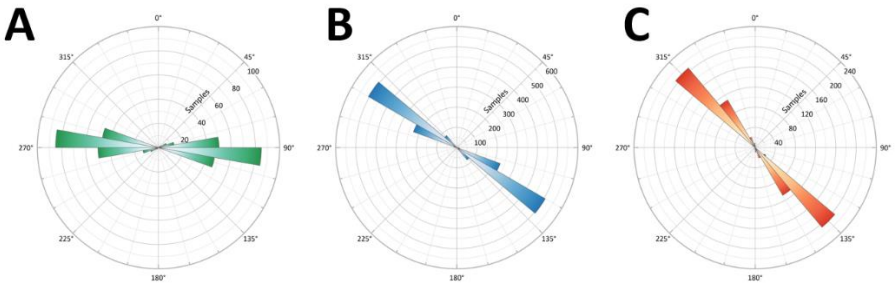


Figura 6 - Rosetas dos clusters de lineamentos

3.4 Mapa da direção de esforços

Dentro da área do Estado do Paraná existem poucos dados para se realizar uma análise robusta (Figura 7). Os dados presentes contêm direções NE-SW até E-W, indicando então que a alocação de poços horizontais deveria ser realizada na direção NW-SE.

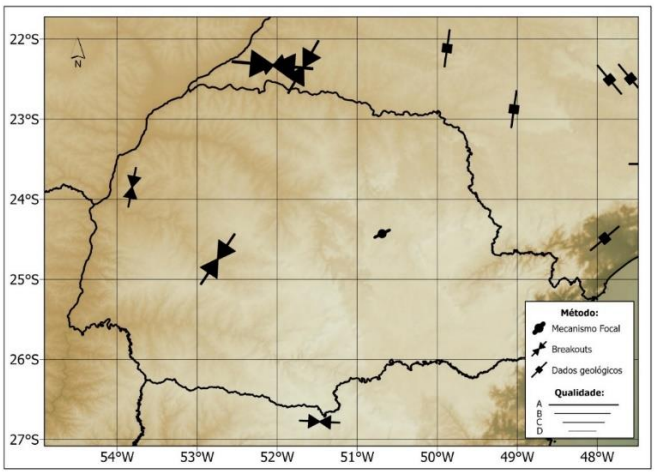


Figura 7 - Mapa da máxima direção de esforços horizontais

3.5 Mapa de risco

A interação entre as fraturas preexistentes e as fraturas hidráulicas geradas pelo fracking podem gerar rotas de migração de fluidos, incluindo gases, que podem favorecer o escape destes para os aquíferos, solo, superfície do terreno e atmosfera. Na Figura 8 foram preenchidas em cinza as áreas com risco para a execução do fracking. As áreas de risco foram calculadas a partir de uma distância de 20 quilômetros de cada lado até as falhas preexistentes delimitadas anteriormente.

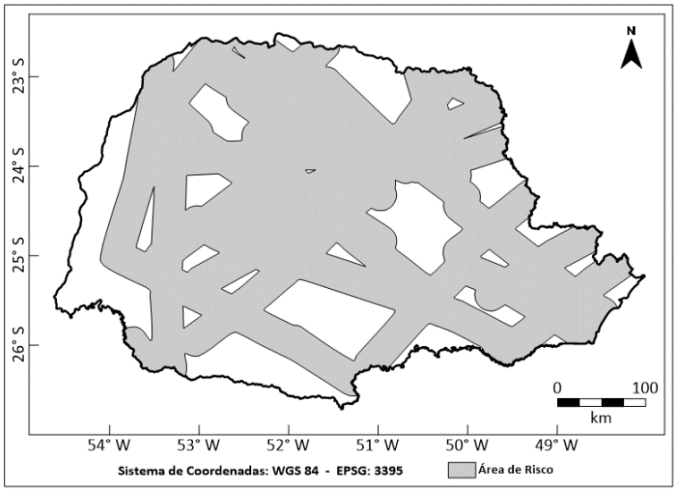


Figura 8 - Mapa das áreas de risco com 20 km até a falha

Analisando o mapa com as áreas de risco, nota-se que as áreas de risco cobrem quase completamente a região contendo as principais anomalias gravimétricas negativas. A única área que contém uma anomalia gravimétrica negativa fora da área de risco está na região sul do estado. Mesmo estando em uma área segura, o tamanho da área, espessura das Formações Irati e Ponta Grossa e o grau de maturação da matéria orgânica presente na região podem possivelmente inviabilizar a exploração de gás na região.

4. CONCLUSÃO

A exploração e produção de gás de folhelho, através das técnicas de perfuração horizontal aplicadas ao fraturamento hidráulico, tem o potencial de incrementar a oferta de gás natural no país e contribuir para a diversificação da matriz elétrica brasileira e sua dependência da geração hidráulica.

A partir dos pontos mais próximos da região de interesse no mapa de orientação de esforços, foi possível entender que para a aplicação do fraturamento hidráulico no Estado do Paraná de forma segura, os poços devem ser alocados na direção NW-SE.

O mapa com as áreas de risco a partir dos lineamentos estruturais, evidenciou que existem poucas oportunidades seguras para a aplicação do fracking no estado, visto que as regiões com as anomalias gravimétricas negativas com maior potencial estão sobre estruturas preexistentes. As poucas áreas seguras restantes, possuem perímetros pequenos para que sejam realizados empreendimentos voltados à exploração de gás, além de estarem situadas sobre áreas com baixo potencial.

O Estado do Paraná possui pouca quantidade de informações geológicas atualizadas para avaliações mais robustas sobre o potencial do shale gas. Uma contribuição maior de informações sobre as espessuras dos folhelhos das formações Irati e Ponta Grossa, teor de carbono orgânico e continuidade lateral são necessários para estudos adicionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EEA. Shale gas extraction through hydraulic fracturing - European Environment Agency. Disponível em: <https://www.eea.europa.eu/media/infographics/shale-gas-extraction-through-hydraulic-fracturing/view>. Acesso em: 5 nov. 2021.

EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources:United Kingdom. U.S. Department of Energy, n. September, p. 29, 2015.

HEIDBACH, O. et al. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. Tectonophysics, v. 744, p. 484–498, 2018.

KRUSKAL, W. H.; WALLIS, W. A. Use of Ranks in One-Criterion Variance Analysis. Journal of the American Statistical Association, v. 47, n. 260, p. 583–621, 1952.

RICCOMINI, C. Tectonismo gerador e deformador dos depósitos sedimentares pós-gondvânicos da porção centro-oriental do Estado de São Paulo e áreas vizinhas. text—[s.l.] Universidade de São Paulo, ago. 1995.

RICCOMINI, C.; ASSUMPÇÃO, M. Quaternary tectonics in Brazil. Episodes, v. 22, n. 3, p. 221–225, 1999.

SHAPIRO, S. S.; WILK, M. B. An analysis of variance test for normality. Biometrika, v. 52, n. 3–4, p. 591–611, 1965.

SOARES, A. P. et al. Compartimentação estrutural da bacia do paraná: a questão dos lineamentos e sua influência na distribuição do sistema Aquifero Guarani. Geociências, v. 26, n. 4, p. 297–311, 2007.

WENZEL, C. A case study - hydraulic fracturing geography: the case of The Eagle Ford Shale, TX, USATexas State University - San Marcos.

ZOBACK, M. D.; KOHLI, A. H. Unconventional reservoir geomechanics: Shale gas, tight oil, and induced seismicity.

APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA EM UMA CIDADE NO NOROESTE DO RIO GRANDE DO SUL: UMA ANÁLISE COM GERAÇÃO DE PEQUENO PORTE

Matheus Fanfa da Veiga[1]; Leonardo Fraga Zambeli[2]; Iuri Castro Figueiró[2]

[1]*Universidade Federal de Santa Maria;*

[2]*Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões*

RESUMO

No cenário brasileiro a demanda crescente por energia elétrica associada aos movimentos socioambientais em torno dos empreendimentos das grandes centrais hidrelétricas vem aumentando consideravelmente nos últimos anos. Neste contexto, visando a descarbonização no setor energético, tem-se ampliadas as discussões sobre a presença de fontes renováveis na geração de energia elétrica, por meio dos aerogeradores. Os aerogeradores de grande porte estão amplamente disseminados pelo mundo, entretanto, quando se trata de pequenas turbinas eólicas o cenário é diferente, o mercado ainda está restrito a países como China e Estados Unidos. Neste sentido, o presente trabalho tem por objetivo caracterizar o potencial eólico no noroeste do estado do Rio Grande do Sul, analisando o aproveitamento através da geração de pequeno porte. Deste modo, são determinados cinco pontos para alocação dos aerogerados com os dados do potencial obtidos por meio do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, uma plataforma online do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. Brito (CRESESB) que disponibiliza uma base de dados referentes ao Atlas. Utiliza-se o *software* Excel para desenvolver a extrapolação e os histogramas de velocidade do vento em 10 e 20 metros de altura. Os resultados obtidos determinam-se como satisfatórios para avaliação e ampliação do conhecimento e os estudos aplicados na implementação de pequenas turbinas eólicas, visto que torna-se fundamental avaliação prévia para alocação do sistema.

Palavras-chave: Energia eólica. Geração eólica de pequeno porte. Potencial eólico.

ABSTRACT

In the Brazilian scenario, the growing demand for electricity associated with socio-environmental movements around large hydroelectric power plants has increased considerably in recent years. In this context, aiming at decarbonization in the energy sector, discussions about the presence of renewable sources in the generation of electricity, through wind turbines, have been expanded. Large wind turbines are widely spread around the world, however, when it comes to small wind turbines the scenario is different, the market is still restricted to countries like China and the United States. In this sense, the present work aims to characterize the wind potential in the northwest of the state of Rio Grande do Sul, analyzing the use through small-scale generation. In this way, five points are determined for the allocation of wind turbines with the potential data obtained through the Atlas of the Brazilian Wind Power, an online platform of the Reference Center for Solar and Wind Energy Sérgio S. Brito (CRESESB) that provides a database of data relating to the Atlas. Excel software is used to develop the extrapolation and wind speed histograms at 10 and 20 meters height. The results obtained are determined to be satisfactory for the evaluation and expansion of knowledge and the studies applied to the implementation of small wind turbines, since a prior evaluation for the allocation of the system becomes essential.

Keywords: Wind energy. Small wind generation. Wind potential.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, em decorrência das mudanças climáticas, cada vez mais se necessita gerar energia por meio de fontes renováveis. Neste contexto, a energia eólica obtida através do movimento dos ventos, surge como uma fonte abundante, renovável, disponível em todos os lugares. Por meio da geração eólica é possível produzir quantidades substanciais de energia sem os impactos causados por outras fontes convencionais.

Segundo dados do Comitê Global de Energia Eólica, o ano de 2020 alcançou a marca histórica de capacidade total instalada no mundo, chegando a 743 GW de potência. Um valor importante, visto que nos últimos dez anos a capacidade mais que dobrou, fazendo com que a fonte a eólica seja uma das

mais competitivas em relação ao custo, além de auxiliar no combate as emissões de dióxido de carbono na atmosfera da Terra (GWEC, 2021).

Atualmente no Brasil, a energia eólica já é a segunda forma de geração na matriz elétrica, responsável por aproximadamente 10,6% de toda geração injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN). Com 18,6 GW de potência, o Brasil ocupa o 7º lugar no ranking mundial da energia eólica instalada (ABEEOLICA, 2021).

Tratando-se da geração eólica de pequeno porte, o Brasil ainda está em desenvolvimento se comparado a países destaques no setor como China e Estados Unidos (BARCELLOS, 2014). A partir de 2012, por meio de uma resolução normativa, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou o processo de incentivo à geração distribuída. Dessa maneira, a micro e minigeração eólica tendem a se aprimorar e se desenvolver, aumentando o emprego dos aerogeradores considerados de pequeno porte, com potência instalada de até 50 kW (FIGUEIREDO, 2019).

É notório o baixo índice de empreendimentos no setor das pequenas eólicas. Os fabricantes e prestadores de serviço ainda estão em fase inicial para se estabelecerem no mercado brasileiro. Por isso, é de suma importância desenvolver e aplicar estudos visando o aproveitamento do vento para geração eólica de pequeno porte, analisando as características em determinada região e a viabilidade de implementação dos sistemas de microgeração para os consumidores.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A utilização de fontes renováveis na geração de energia elétrica está em constante desenvolvimento. Nesse contexto, a energia eólica surge como forma de diversificar a matriz energética, além de diminuir a dependência de combustíveis fósseis nos países. Por tanto, torna-se necessário compreender a sua evolução histórica, assim como verificar a potência instalada no Brasil e no Mundo.

2.1 Energia Eólica

2.1.1 Potencial Eólico no Mundo

Atualmente, a geração eólica é uma das principais fontes de energia renovável. Presente em todo mundo, apresenta um crescimento expressivo e um papel importante como medida preventiva a redução das emissões de gases causadores do efeito estufa. Dessa forma, os custos de implantação destes sistemas diminuem cada vez mais.

2.1.2 Potencial Eólico no Brasil

Conforme pesquisas do DEWI (Deutsches Windenergie-Institut, Instituto Alemão de Energia Eólica), o Brasil é beneficiado pelo amplo recurso eólico disponível, seu potencial aproveitável gira em torno dos 500 GW (RENEWABLES NOW, 2015).

2.2 Geração Eólica de Pequeno Porte

No contexto de geração eólica, o termo pequeno porte representa gerar energia através de turbinas eólicas com dimensões menores. De acordo com Figueiredo (2019), os aerogeradores desta categoria possuem potência instalada de até 50 kW.

2.2.1 Histograma de velocidade do vento

A velocidade do vento é considerada a variável mais importante para caracterizar e avaliar o potencial eólico em uma determinada região. Obtendo uma série temporal de dados de velocidade, utiliza-se os histogramas para extrair as principais informações (CARNEIRO, 2014).

2.2.2 Representação da direção do vento

A direção do vento é determinada de acordo com o sentido predominante do vento. O diagrama da rosa dos ventos é utilizado para mostrar como a direção e algumas vezes a velocidade estão distribuídas tipicamente em uma região (PINTO, 2014).

2.2.3 Distribuições probabilísticas de frequência

Conforme Silva (2003), é necessário aplicar este método para caracterizar o potencial eólico de uma região. As funções probabilísticas mais utilizadas para descrever a frequência da velocidade do vento são as distribuições de Weibull e Rayleigh (CUSTÓDIO, 2009).

2.2.3.1 Distribuição de Weibull

De acordo com Barcellos (2014), a distribuição de Weibull é bastante aplicada devido a facilidade para tratar e transferir dados. Baseado nas informações de velocidade do vento, se descreve a distribuição de Weibull como a probabilidade de se registrar certa velocidade conforme Equação 1.

$$f(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \quad (1)$$

Em que k é o parâmetro de forma adimensional, c o parâmetro de escala e v é a velocidade do vento (m/s).

3. METODOLOGIA

Nesta seção, são definidas as etapas e os métodos para caracterizar o potencial eólico na região de Santo Ângelo, além de analisar a utilização de diferentes aerogeradores de pequeno porte. O fluxograma de blocos da Figura 1 descreve as etapas necessárias para implementar a metodologia proposta.

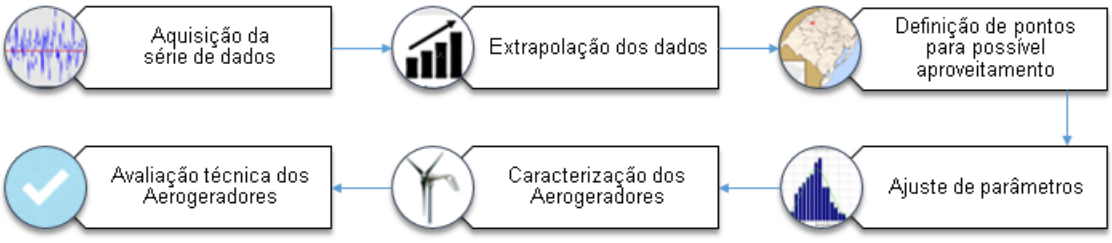


Figura 1 – Metodologia proposta

3.1 Aquisição da Série de Dados

Neste trabalho, utiliza-se dados de uma estação meteorológica presente no campus da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões – Santo Ângelo. Durante o seu tempo de operação, são registrados uma série de informações com intervalos definidos. A velocidade e a direção do vento são os principais pontos levados em conta na caracterização do potencial eólico. Através do histórico de tempo disponível, elabora-se uma série com os registros de velocidade do vento no *software* Excel.

3.2 Extrapolação dos Dados

De acordo com Mota (2019), nem sempre a altura em que uma estação meteorológica registra os dados é apropriada para um projeto eólico. Desta maneira, deve-se aplicar métodos matemáticos na extrapolação de uma velocidade medida para alturas diferentes. Custódio (2009) explica que o vento apresenta um comportamento logarítmico. Então, obtendo sua velocidade em uma altitude de referência é possível estimar a velocidade do vento em outras alturas por meio da Equação 2.

$$\frac{V1}{V2} = \frac{\ln(h1/Z0)}{\ln(h2/Z0)} \quad (2)$$

Em que $h1$ e $V1$ são respectivamente a altura e a velocidade de referência. Já $V2$ é a velocidade que se pretende obter na altura $h2$. E o comprimento da rugosidade na região é o fator $Z0$.

3.3 Definição dos Pontos de Aproveitamento

Como forma de comparar e estimar o potencial disponível em outros pontos na cidade de Santo Ângelo, utiliza-se os dados obtidos por meio do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

3.4 Ajuste de Parâmetros

Visto que os dados obtidos pelo CRESESB estão relacionados às alturas de 50 metros, deve-se realizar os ajustes para as altitudes empregadas neste estudo. Para obter os novos parâmetros utiliza-se as Equações 3, 4 e 5.

$$n = \frac{0{,}37 - 0{,}088 \ln(c1)}{1 - 0{,}088 \ln(h1/h2)} \quad (3)$$

$$k2 = k1 \frac{1 - 0{,}088 \ln(h1/10)}{1 - 0{,}088 \ln(h2/10)} \quad (4)$$

$$c2 = c1 \left(\frac{h2}{h1}\right)^n \quad (5)$$

Sendo que $h1$ é a altura de referência, $c1$ e $k1$ são respectivamente os parâmetros de escala e forma em $h1$. O $h2$ é a altura em que se pretende encontrar os novos parâmetros, $c2$ e $k2$ são respectivamente os parâmetros de escala e forma em $h2$. O expoente da equação, n, é adimensional.

3.5 Caracterização dos Aerogeradores

Nesta etapa, analisa-se seis aerogeradores com potências nominais entre 750 W e 3 kW, sendo três de eixo vertical e três de eixo horizontal. Essa variedade de turbinas é importante para poder comparar e encontrar a energia anual produzida por cada uma.

3.6 Avaliação Técnica dos Aerogeradores

Através da distribuição da velocidade do vento nos pontos selecionados, determina-se a geração anual de energia para cada aerogerador analisado. Para isso, multiplica-se a distribuição com a curva de potência das turbinas eólicas no período de um ano, equivalente a 8760 horas (360 dias de 24 horas).

Para determinar qual o melhor aerogerador em cada ponto e nas alturas consideradas, deve-se empregar o fator de capacidade. De acordo com Ozawa (2017), este fator representa a relação entre a energia gerada e a energia que

seria produzida caso determinado aerogerador utilizasse a potência nominal em todo o tempo analisado. É calculado por meio da Equação 6.

$$FC = \frac{E}{T.P} \quad (6)$$

Em que FC representa o fator de capacidade, E é a energia elétrica estimada ou produzida no período de análise T e P é a potência nominal.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Pontos para Aproveitamento Eólico

Por meio do Google Earth, selecionou-se cinco diferentes pontos em Santo Ângelo - RS com as suas coordenadas geográficas, conforme a Figura 2.

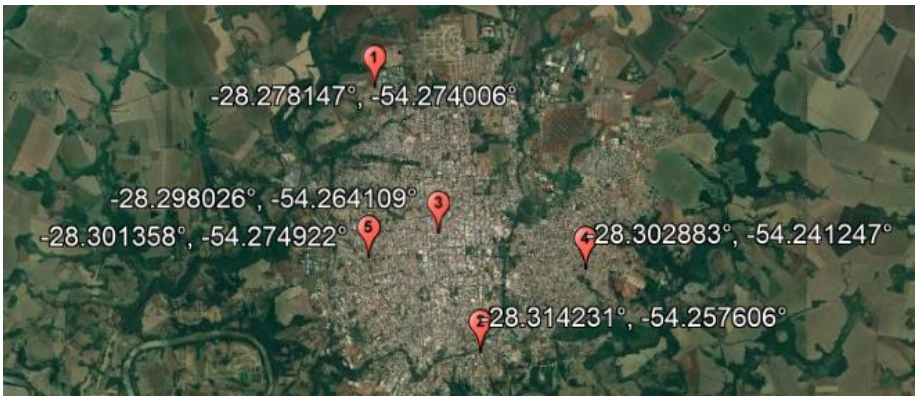


Figura 2 – Pontos para aproveitamento eólico

4.2 Dados Ferramenta CRESESB

Adicionando os pontos com suas respectivas latitudes e longitudes na ferramenta do CRESESB, adquiriu-se os dados anuais de velocidade média, fatores de forma e escala para distribuição de Weibull e a densidade de potência. A Tabela 1 demonstra os resultados encontrados na altura de 50 metros.

Tabela 1 – Parâmetros a 50 metros

	Fator de Forma (k)	Fator de Escala (c)	Velocidade Média (m/s)	Densidade de Potência (W/m²)
Ponto 1	2,37	7,1	6,29	253
Ponto 2	2,37	6,58	5,83	201
Ponto 3	2,36	6,48	5,74	192
Ponto 4	2,37	5,47	4,85	116
Ponto 5	2,38	6,68	5,92	210

Fonte: Autor

4.3 Extrapolação dos Parâmetros

Para obter dados referentes a alturas de 10 e 20 metros, foram aplicados os ajustes destes parâmetros utilizando (3) (4) e (5). Os resultados encontrados para os fatores de Weibull, velocidade média do vento e densidade de potência são demonstrados na Tabelas 2, respectivamente a 10 e 20 metros.

Tabela 2 - Parâmetros a 10 metros | 20 metros

	Fator de Forma (k)	Fator de Escala (c)	Velocidade Média (m/s)	Densidade de Potência (W/m²)
Ponto 1	2,03 | 2,17	4,90 | 5,83	4,34 | 5,16	94,26 | 149,38
Ponto 2	2,03 | 2,17	4,49 | 5,37	3,98 | 4,75	72,26 | 116,55
Ponto 3	2,03 | 2,16	4,41 | 5,28	3,91 | 4,68	68,79 | 111,29
Ponto 4	2,03 | 2,17	3,62 | 4,39	3,21 | 3,89	37,89 | 63,78
Ponto 5	2,04 | 2,18	4,57 | 5,46	4,05 | 4,83	75,85 | 121,97

Fonte: Autor

Por meio dos ajustes realizados percebe-se a diferença entre as altitudes utilizadas. Mantendo o padrão dos dados a 50 metros, as velocidades e fatores diminuíram, mas com a mesma relação de diferença entre os pontos. A densidade de potência eólica, diretamente associada com a potência disponível do vento em relação a área varrida pelas pás de um aerogerador, apresentou melhores valores a 20 metros, assim como os outros parâmetros. Ao todo, obtiveram-se os melhores índices no ponto 1 e os mais baixos no ponto 4.

4.4 Distribuições de Weibull

Por meio do fator de forma e escala obtidos em todos pontos, elaborou-se a distribuição de Weibull para estimar o comportamento do vento em relação a probabilidade de ocorrência de determinadas velocidades. As Figuras 3 e 4 apresentam o melhor e pior cenário, representam todas as curvas características estimadas para os diferentes pontos nas alturas de 10 e 20 metros.

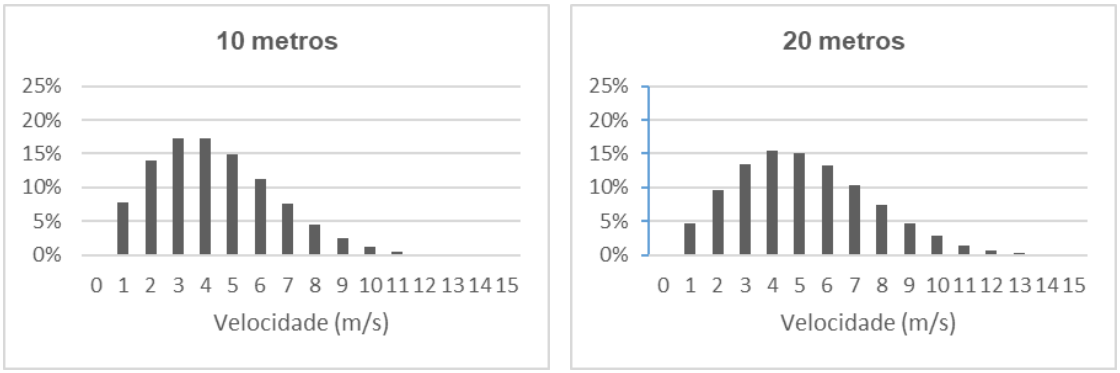


Figura 3 – Distribuição de Weibull para o ponto 1

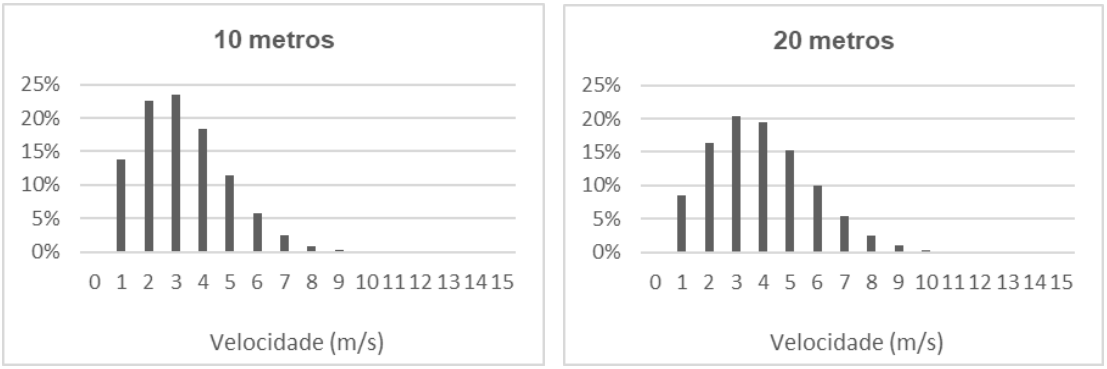


Figura 4 – Distribuição de Weibull para o ponto 4

4.5 Caracterização do Aerogerador

Com base nos catálogos disponibilizados pelos fabricantes, foi construída a Tabela 3 para determinar as características importantes de cada turbina eólica empregada no trabalho.

Tabela 3 – Características dos aerogeradores

	Atlas X	Atlas 2.0	Aeolos-V	Zeus 3.0	Whisper 200	Gerar 246
Eixo de Rotação	V	V	V	H	H	H
Altura das pás (m)	0,61	1,00	2,80			
Diâmetro (m)	0,38	1,00	2,00	2,25	2,70	2,46
Área Varrida (m²)	0,23	1,00	5,60	4,41	5,72	4,75
Peso (kg)	14,00	20,00	28,00	26,00	30,00	39,00
Ve (m/s)	3,00	3,00	1,50	2,00	3,10	2,20
Vnom (m/s)	15,00	15,00	10,00	15,00	11,60	13,00
Pnom (kW)	0,75	2,00	1,00	3,00	1,00	1,00

Fonte: Autor

4.6 Análise dos Resultados

O fator de capacidade é aquela variável capaz de evidenciar o quanto um sistema eólico gera de energia em relação ao máximo que poderia gerar, caso fosse utilizado sua potência nominal durante todo o período. Em seguida, a Tabela 4 demonstra as principais informações considerando os aerogeradores instalados no ponto 1 a 20 metros de altura.

Tabela 4 – Aerogeradores a 20 metros no ponto 1

	Potência Nominal (kW)	Energia Anual Gerada (kWh/ano)	Média Mensal (kWh/mês)	Fator de Capacidade
Zeus 3.0	3,00	4075,04	339,59	15,51%
Atlas 2.0	2,00	1909,43	159,12	10,90%
Aeolos - V	1,00	2122,71	176,89	24,23%
Whisper 200	1,00	2181,26	181,77	24,90%
Gerar 246	1,00	1428,04	119,00	16,30%
Atlas X	0,75	757,79	63,15	11,53%

Fonte: Autor

O sistema eólico Zeus 3.0 apresentou uma produção maior de energia durante um ano, devido a sua potência instalada. Porém, de acordo com o fator de capacidade, os aerogeradores que melhor se adequam as características da distribuição do vento são o Aeolos e Whisper.

Segundo o anuário estatístico de energia elétrica realizado em 2021, cerca de 27,5% dos consumidores residenciais da região sul do Brasil estão em uma faixa de consumo entre 101 e 200 kWh (EPE, 2021). Considerando que o Whisper produz uma média mensal de 181,77 kWh/mês no ponto 1, este aerogerador conseguiria suprir em parte ou totalmente os consumidores residenciais desta faixa.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho apresenta uma análise específica, visando caracterizar uma região, bem como verificar a produção de energia com aerogeradores de potência entre 0,75 e 3 kW em alturas de 10 e 20 metros. Conforme os resultados de energia anual gerada a 20 metros, no ponto 1 seria viável utilizar os aerogeradores Whisper e Aeolos para suprir demandas anuais de até 2000 kWh/ano. Já no ponto 4, a produção anual de energia dos mesmos cai para aproximadamente 1000 kWh/ano. Esses valores demonstram a importância de realizar o estudo para o local específico em que se deseja instalar as turbinas.

Comparando as turbinas utilizadas, foi possível observar que nem sempre a potência instalada é fator principal para maior geração. O balanço de aproveitamento leva em consideração a relação entre a potência máxima no intervalo de maior ocorrência do vento. Além disso, os aspectos construtivos e a área varrida pelas pás são fatores que influenciam diretamente na produção de energia.

Utilizando o fator de capacidade para essa seleção, chegou-se à conclusão de que no ponto 4 é inviável a instalação de qualquer aerogerador. No entanto, nos outros locais o Whisper e o Aeolos demonstraram-se interessantes tecnicamente, com FC superior a 19%, principalmente no ponto 1. Portanto, através do detalhamento do vento em Santo Ângelo, torna-se possível identificar os pontos de melhor aproveitamento eólico na região.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. Energia Eólica os bons ventos do Brasil, INFOVENTO 20. ABEEÓLICA, 2021. Disponível em <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/2021_05_InfoVento20.pdf>. Acesso em: 04 jun. 2021

BARCELLOS, Silvana Nunes. Avaliação de Potencial Eólico para Aerogeradores de Pequeno Porte – Região de Estudo: Espírito Santo. 2014. 66 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2014.

BITTENCOURT, Felipe; *et al*. Cadeia de valor da energia eólica no Brasil. Brasília: Sebrae, 2017.

CARNEIRO, Tatiane Carolyne. Caracterização de potencial eólico para fins de geração eolioelétrica: estudo de caso para Maracanaú (CE), Parnaíba (PI) e Petrolina (PE). 2014. 207 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. Energia eólica para a produção de energia elétrica / Ronaldo dos Santos Custódio. - Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

EPE, 2021. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuário_2021.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2021.

FIGUEIREDO, Ana Clara Valente Salgueiro. Avaliação de viabilidade de aplicação de aerogerador de pequeno porte em uma pousada em arraial do cabo. 2019. 81 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. GWEC - Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2021. Bruxelas, 2021.

MOTA, Suzany Mendes. Análise do potencial eólico da região do norte pioneiro do Paraná. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia

Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2019.

OZAWA, Maurilio Takeshi. Aplicação De Parâmetros Da Distribuição De Weibull Na Análise Do Potencial Energético De Um Microgerador Eólico Em Cidades Do Estado Do Paraná. 2017. 110 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Eletrônica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2017.

PINTO, Milton de Oliveira. Fundamentos de energia eólica/ Milton de Oliveira Pinto. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2014.

RENEWABLES NOW. Germany's DEWI estimates Brazil's wind potential at 500 GW. 2015. Disponível em: <https://renewablesnow.com/news/germanys-dewi-estimates-brazils-windpotential-at-500-gw491635/>. Acesso em: 05 ago. 2021.

APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS: COMPARAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS COM A DISPOSIÇÃO EM ATERRO SANITÁRIO E A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DE GÁS NATURAL

Laurene Desclaux

Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

O aproveitamento energético de resíduos por meio de incineração é uma tecnologia com eficiência comprovada, que permite o aproveitamento de uma grande variedade de resíduos, incluindo plásticos não recicláveis, e a produção de eletricidade e calor não intermitentes, de forma descentralizada. Este trabalho apresenta os impactos ambientais provocados pelo aproveitamento energético por incineração de RSU e propõe uma comparação simples com os impactos do descarte desses resíduos em aterros sanitários e pela geração de energia elétrica de fonte fóssil, em termos de consumo de recursos e geração de resíduos e poluentes.

Palavras-chave: Aproveitamento energético de resíduos, impactos ambientais.

ABSTRACT

Energy production by incineration of urban waste is a proven technology which allows the valorization of a large range of residues, including non-recyclable plastics, and generation of firm, decentralized electricity and heat. This study presents the environmental impacts generated by a Waste-to-Energy project and a comparison with disposal in landfill and the generation of fossil-based electricity, in terms of resources consumption and pollution.

Keywords: Waste to Energy, environmental impacts.

1. INTRODUÇÃO

No contexto da crise ecológica e climática atual, é necessário desenvolver tanto a produção de energia de fontes limpas, quanto o tratamento

de resíduos por meio de reuso, reciclagem e valorização. O aproveitamento energético de resíduos aparece, portanto, como uma solução tanto para a produção de energia sem mineração ou exploração de terras, quanto para a redução do impacto ambiental dos resíduos. A incineração de resíduos com geração de energia é uma tecnologia comprovada que permite o aproveitamento de uma grande variedade de resíduos e a produção de eletricidade e calor não intermitentes de forma descentralizada (Themelis et al, 2015). Não existem ainda no Brasil usinas de incineração de resíduos sólidos urbanos (RSU) com recuperação energética (chamadas URE – Usinas de Recuperação Energética), mas algumas encontram-se em licenciamento ambiental e a URE Barueri venceu o Leilão de Energia Nova A-5 2021, garantindo a sua viabilização graças à contratos de venda de energia para distribuidoras para um prazo de 20 anos[1].

Essa tecnologia encontra fortes oposições da sociedade em razão de uma percepção que é poluente e danosa para a saúde humana (He e Lin, 2019). As emissões da combustão de resíduos contêm gases de efeito estufa (GEE) e compostos tóxicos que devem ser tratados. As cinzas do processo também devem ser gerenciadas para não gerar poluição. Esses riscos devem ser contrapostos ao potencial poluidor dos RSU, mesmo dispostos em aterros sanitários adequadamente gerenciados. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar uma comparação entre os impactos ambientais do aproveitamento energético por incineração de RSU, do descarte desses resíduos em aterros sanitários e da geração de energia elétrica de fonte fóssil. A segunda seção apresentará a metodologia do trabalho. A terceira seção proporá uma comparação dos impactos ambientais das alternativas tecnológicas e a quarta seção concluirá o trabalho.

2. METODOLOGIA

Esse trabalho apresenta uma comparação do uso de recursos e das emissões de poluentes entre a URE Valoriza Santos e alternativas tecnológicas.

[1] https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5.pdf

Em concordância com a Metodologia do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) de Inventário das Emissões de GEE relativas à Incineração de Resíduos com aproveitamento energético (Guendehou et al, 2006) foi realizada uma dupla comparação: de um lado, com a disposição de RSU em aterro sanitário e de outro, a geração da mesma quantidade de energia elétrica pela URE e por outra fonte de geração de energia elétrica. Escolheu-se a comparação com a geração de energia elétrica por uma fonte representativa da expansão da geração com características similares. Usinas Termoelétricas (UTE) representam cerca de um terço da contratação prevista até 2030, com grande parte devendo usar o gás natural como fonte (EPE, 2020a).

Os dados brutos foram obtidos principalmente por meio da análise dos Estudos de Impactos Ambientais (EIA) dos empreendimentos, que foram realizados como parte do seu licenciamento ambiental e são disponíveis publicamente no site do respectivo órgão ambiental[2]. Assim, foram considerados para a disposição de RSU em aterro sanitário a expansão do Aterro Sítio das Neves, com EIA próprio protocolado em 2012 (referência 107/2012) e para a geração de eletricidade de fonte gás natural, a substituição tecnológica da UTE Piratininga, com EIA protocolado em 2019 (referência 110/2019). As alternativas consideradas foram escolhidas em função da sua proximidade com a URE.

Os EIA contêm informações sobre o consumo de recursos produtos, efluentes e emissões gasosas dos empreendimentos. Os dados são apresentados em quantidade por unidade temporal (hora, dia ou ano) e peso por metro cúbico normal (Nm^3) de emissões, e precisaram ser tratados para comparação. Para isso, foram calculados os dados equivalentes por tonelada de RSU tratada e pelo montante de energia elétrica produzido por incineração de uma tonelada de RSU, descontadas as perdas por consumo próprio da usina.

O EIA da URE Valoriza Santos prevê que o CDR (Combustível Derivado de Resíduos) obtido após secagem dos RSU terá um poder calorífico inferior (PCI) de 3.074 kcal/ton, com redução do peso de 2.000 para 1.481 ton. Desta

[2] Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB)
https://cetesb.sp.gov.br/licenciamentoambiental/eia-rima/

forma, foi avaliado um poder calorífico equivalente de 2.276 kcal/ton de RSU. Considerando as premissas propostas por EPE (2014) para cálculo do potencial de geração de energia elétrica por incineração de RSU – eficiência elétrica de 20% e consumo próprio da planta de 20% - foi avaliado um potencial de geração de 0,424 MWh/ton RSU, o que condiz com as especificações da URE e dados da literatura (EPE, ibid e Palermo, 2020). Esse valor inclui incertezas, ligadas principalmente ao PCI dos RSU e a eficiência da planta.

Para realizar a equalização dos dados de consumo de recursos, produção de resíduos e efluentes e emissões de gases por tonelada de RSU ou equivalente em eletricidade produzida, foram aplicados fatores baseados nos valores de referência, apresentados na tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Valores de referência usadas para a equalização dos dados brutos coletados nos EIA dos empreendimentos

Alternativa	**Disposição em aterro sanitário**	**Incineração e geração de energia elétrica**	**Geração de energia elétrica de fonte gás natural**
Descrição	Ampliação do aterro sanitário CGR Terrestre com captação e queima de biogás	URE Valoriza Santos	Substituição tecnológica da UTE Piratininga – ciclo combinado – 2.545,8 MW
Vida útil	4 anos e 7 meses	25 anos	25 anos
Dado-base	1 ton de RSU	1 ton RSU/0,424 MWh	0,424 MWh
Base dos dados brutos	1.850 toneladas de RSU por dia	2.000 toneladas de RSU / 848 MWh por dia	57.052 MWh por dia

Fonte: EIA dos empreendimentos descritos

Os dados de emissões de GEE não são informados nos EIA dos projetos. Portanto, uma pesquisa bibliográfica foi realizada para obter dados de referência relativos às emissões de GEE de aterros sanitários e à geração de eletricidade por fonte de gás natural. O cálculo das emissões de GEE por incineração de RSU é objeto de metodologia do IPCC, por meio da equação 5.2

de Guendehou et al (2006). As características dos RSU, tais como sua composição gravimétrica e teor de umidade, são fatores da equação e são parcialmente descritos no EIA da URE Valoriza Santos.

Coleta e transporte dos RSU não foram levados em conta, pois serão assumidos equivalentes para o aterro e a URE e dificilmente comparáveis com o caso da UTE a gás natural abastecida por meio de gasodutos.

3. RESULTADOS

3.1 Coletas dos dados

3.1.1 – Dados coletados nos EIA dos projetos

Os EIA dos empreendimentos apresentam informações detalhadas sobre o funcionamento dos projetos, especialmente (i) seu consumo de diversos insumos: RSU, água, GLP, gás natural, bem como produtos químicos para o tratamento de gases, água e efluentes; (ii) os seus produtos: efluentes e resíduos sólidos: chorume, gás de aterro, efluentes tratados e lançados (em alguns casos água tratado é reusada), resíduos sólidos, cinzas, metais e energia; e (iii) as suas emissões gasosas: vazão total e concentração volumétrica em diversos poluentes. Para cada empreendimento, os dados relativos a cada insumo e rejeito/emissão foram agregados, quando oriundos de elementos diferentes do sistema.

3.1.2 – Dados relativos às emissões de Gases de Efeito Estufa

Na ausência de dados quantitativos relativos às emissões de GEE de cada projeto nos seus EIA, foram usadas fontes bibliográficas e a metodologia de inventário do IPCC.

As emissões de GEE de aterros sanitários com captação e combustão de gás de aterro são de difícil mensuração, especialmente considerando que RSU dispostos são fonte de emissão de gás de aterro durante um longo período, variando ao decorrer deste. Assim como para a incineração, as emissões variam com a composição gravimétrica dos RSU e os procedimentos operacionais adotados no aterro sanitário (Gomes et al, 2015). Portanto, foram usados

números representativos da bibliografia para caracterizar as emissões de GEE por tonelada de RSU disposta em aterro. Barton et al (2008) avaliou em 0,19 tCO2eq por tonelada de RSU as emissões em um aterro sanitário com recuperação eficiente e combustão do gás de aterro. Um aterro sanitário sem queima de gás pode emitir até 1,1 tonCO_{2eq} por tonelada de RSU (Barton, 2008). Chandel et al (2012) propõe, no âmbito de um estudo realizado nos EUA, um valor de cerca de 0,2 tCO2eq por tonelada de RSU. O valor adotado para esse estudo foi de 0,2 tCO2eq por tonelada de RSU.

A literatura científica propôs diferentes valores de emissões de GEE pela geração de eletricidade de fonte de gás natural no Brasil. Miranda (2012) apresentou valores baseados na análise de ciclo de vida, com um valor de 0,518 tCO_{2eq}/MWh, tendo considerado valores publicados entre 0,386 e 0,934 tCO_{2eq}/MWh. De acordo com dados do Anuário Estatístico da Energia Elétrica de 2020 (EPE, 2020b) as UTE a gás natural tiveram emissões médias de 0,366 tCO_{2eq}/MWh. Palermo (2020) observou os dados do Anuário de 2016 e calculou um valor de 0,396. Portanto, esse estudo considerou valores entre 0,366 e 0,518 tCO_{2eq}/MWh. Em relação às emissões médias da geração de energia elétrica no Brasil, o cálculo com base no Anuário da EPE (EPE, ibid) permitiu avaliar um valor de 89,89 kgCO2eq/MWh.

O cálculo das emissões de GEE por incineração de RSU são também sujeitas a incertezas devidas em particular às características dos RSU, tais como sua composição gravimétrica e teor de umidade. A metodologia adotada neste estudo é baseada na equação 5.2 do Capítulo 5 do Volume 5 do “IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. A aplicação desta fórmula requer o conhecimento da composição gravimétrica dos RSU, para avaliar valores de umidade, fração de carbono total no conteúdo seco, fração de carbono fóssil no carbono total e fator de oxidação. O capítulo 2 do mesmo documento propõe valores típicos para diversos tipos de RSU (Pipatti e al, 2006, tabela 2.4), alguns fatores caracterizados por valores mínimo, máximo e médio. A caracterização completa dos RSU será realizada pela URE na fase de operação. No entanto, a composição gravimétrica de cerca de 61,7% dos RSU

que serão tratados na URE é apresentada no EIA da URE. Os tipos de resíduos não correspondem exatamente à nomenclatura proposta pelo IPCC e os valores variam bastante entre os municípios considerados. Desta forma, a composição gravimétrica foi processada para adequação com a composição proposta pelo IPCC. Usando valores médios dos fatores propostos por Pipatti et al (ibid) e considerando que a composição gravimétrica dos RSU conhecidos é representativa do total tratado, foi calculado um valor médio de emissões de GEE de 0,494 tonCO_{2eq} por tonelada de RSU incinerada ou 1,164 tonCO_{2eq} por MWh de eletricidade produzida. Valores máximo e mínimo correspondentes são apresentados na tabela 5. Podemos notar que esse valor médio calculado é consistente com o valor calculado por Palermo (2020) referente ao município do Rio de Janeiro, de 1,248 tCO_{2eq}/MWh.

3.2 Equalização e discussão

Aplicados fatores de equalização aos dados coletados nos EIA dos empreendimentos, consideradas 8.000 horas de operação anual para a URE e a UTE (ou 22 horas diárias em média), e 24 horas diárias para o aterro sanitários, os dados de consumo de insumos e produtos são apresentados nas tabelas 2 (insumos), 3 (produtos) e 4 (emissões gasosas) abaixo.

Tabela 2 – Comparação dos insumos das três soluções analisadas, por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica

Insumos	Aterro	URE	UTE
Captação de água (L)	9,73	140	7,85
GLP (m^3)		Indefinido	
Gás natural (m^3)			75,48
Produtos químicos (kg)			
Ácido clorídrico		0,01	1,73E-05
Dispersantes			1,73E-05
Hidróxido de sódio		0,076	4,97E-05
Sulfato de alumínio		0,704	2,55E-05
Polietetrólito			6,48E-05

Cal hidratada		17,6	2,16E-05
Amônia aquosa		0,0027	0,0017
Amônia			0,0576
Óleo diesel (L)		0,040	0,029

O consumo de outros produtos (ureia, hidróxido de cálcio, polímero floculante, ácido cítrico, biocida, anti-incrustante, fosfato, sequestrante de oxigênio, carvão ativado, óleo de refrigeração, óleo hidráulico) constando somente no EIA da URE Valoriza Santos, não são apresentados para comparação.

Tabela 3 – Comparação dos produtos (resíduos, efluentes, energia) das três soluções analisadas, por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica

Produtos	**Aterro**	**URE**	**UTE**
Chorume (litros)	470,27	77,5	0,782
Biogás (m^3)	64,86	-	-
Efluentes tratados (litros)	108,11	144	112,31
Efluentes lançados (litros)	108,11	-	5,11
Resíduos sólidos (kg)	1.000	341,5	8,64E-05
Cinzas (kg)	-	113,75	-
Metais (kg)	-	9,5	-
Energia elétrica (MWh)	-	0,424	0,424

Tabela 4 – Comparação das emissões gasosas das três tecnologias analisadas, por por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica

Emissões gasosas (g)	**Aterro**	**URE**	**UTE**
Óxidos de nitrogênio (NOx)	43,95	70,125	9,365
Monóxido de Carbono (CO)	51,32	93,5	28,475
Material Particulado (MP)	16,55	9,35	7,257
Hidrocarbonetos	45,82	9,35	-
Óxidos de enxofre (SOx)	-	42,075	8,173
Ácido clorídrico (HCl)	-	9,35	3,934
Ácido Fluorídrico (HF)	-	0,935	-

Cádmium, titânio e compostos		0,04675	
Mercúrio e compostos		0,04675	
Outros metais pesados e compostos		0,4675	
Dioxinas e furanos		0,0935E-03	

Os valores de referência escolhidos para emissões de GEE das três tecnologias analisadas foram convertidos seguindo o mesmo princípio que os dados coletados nos EIA. Obtemos os valores normalizados, para comparação, apresentados na tabela 5 abaixo.

Tabela 5 – Valores estimados de emissões de GEE para os três projetos analisados

Emissões de GEE	**Aterro**	**URE**	**UTE**
Referência	1 ton RSU	1 ton RSU	0,424 MWh
tonCO_{2eq}/MWh - média	0,2	0,494	0,187
tonCO_{2eq}/MWh - mínima	0,19	0,404	0,155
tonCO_{2eq}/MWh - máxima	1,1	0,594	0,220

A proposta da URE Valoriza Santos é desviar RSU dos aterros sanitários e evitar a geração de energia elétrica de fonte fóssil. Desta forma, podemos considerar que apesar de promover a emissão de 0,494 tonCO_{2eq} por tonelada de RSU tratada, a URE permite evitar a emissão de 0,2 tonCO_{2eq} devida à geração de gás de aterro disposto em aterro com sistema de queima do gás, levando a um valor líquido similar à geração térmica a gás natural.

Os resultados obtidos nessa seção mostram que a incineração de RSU com geração de energia elétrica, tal como proposto pelo projeto da URE Valoriza Santos, apresenta vantagens relevantes em termos de gerenciamento de RSU. Além de reduzir o volume dos RSU dispostos em aterro (a redução em termos de peso é de cerca de 66%, mas em termos volumétricos é de até 85%, segundo o EIA da URE) e reduzir a geração de chorume por tonelada de RSU de 470 para 77,5 litros, a emissão de gás de aterro é evitada, pois os resíduos da incineração são inertes.

Em relação à geração de energia elétrica, as vantagens anunciadas não são bem refletidas nos resultados desse estudo. A principal é a substituição do gás natural por RSU, permitindo assim a conservação de um recurso natural de origem fóssil substituído por um combustível que representa um passivo ambiental se não gerenciado. Entretanto, ainda existe uma necessidade de uso de combustível fóssil como adjuvante do processo de combustão, mesmo que em proporções marginais.

O consumo de água pela URE é outra desvantagem em relação às outras soluções investigadas. Em relação à UTE, pode ser destacado que a tecnologia de resfriamento proposta é de resfriamento à ar, viável somente para usinas de grande porte, que permite um consumo de água muito menor do que sistemas de resfriamento com circulação aberta ou torres úmidas.

O consumo de produtos químicos, usados nos sistemas de tratamento de água e de gases, é substancialmente maior do caso da URE, o que é facilmente explicado pela necessidade de tratamento de uma quantidade maior de água, bem como de remoção dos poluentes dos gases de exaustão para atendimento às regulações ambientais.

Em relação às emissões de poluentes nos efluentes gasosos, pode ser observado que a URE promove emissões mais elevadas de NOx, CO, SOx e HCl do que as alternativas, e é a única a promover emissões de HF, metais pesados, dioxinas e furanos. Entretanto, essas emissões atendem as regulações ambientais brasileiras, como mencionado do EIA do empreendimento.

Subsistem incertezas e valores não avaliados pelo estudo, por falta de informações consistentes. Em termos de emissões de GEE, não foram consideradas as emissões fugitivas de gás de aterro, dificilmente dimensionadas. Tampouco foram dimensionados os riscos de contaminação do lençol freático por vazamento de chorume, maior em aterros sanitários, onde o chorume é captado do solo, do que na URE onde o chorume é gerado nas estruturas da usina. Finalmente, os RSU dispostos em aterros sanitários emitem gás e chorume durante até 20 anos após a sua disposição, tornando necessária a continuidade das operações de coleta de chorume e captação do gás de aterro.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse estudo apresentou uma comparação quantitativa dos impactos ambientais de uma URE, a disposição de RSU em aterro sanitário e a geração de energia elétrica por meio de usina térmica a gás natural, motivado pelo fato que, apesar das vantagens anunciadas pelos defensores da tecnologia, essa encontra uma forte oposição por parte da sociedade e poucos estudos quantificaram os seus impactos ambientais.

Para a mesma quantidade de RSU tratada, a URE permite uma diminuição relevante da quantidade de chorume produzido e permite aumentar a vida útil de aterros sanitários ao reduzir o volume dos RSU em cerca de 85%. Entretanto, o consumo de água usado pela URE é consideravelmente maior e produtos químicos são necessários tanto para o tratamento dos efluentes, quanto para o tratamento dos gases para remoção dos poluentes produzidos pela incineração dos RSU. Emissões residuais de diversos poluentes são observadas, apesar de em quantidades aceitáveis pela regulação ambiental vigente. Essas desvantagens também são observadas em relação à geração de eletricidade por meio de UTE a gás natural modernas. As emissões de GEE produzidas pela incineração dos RSU são maiores que em ambas as alternativas estudadas, porém pouco maiores do que a soma das emissões dessas alternativas. Considerando ainda as vantagens ainda não quantificadas neste estudo em termos de planejamento energético decentralizado, mineração evitada e uso da terra, o desempenho das URE em termos de sustentabilidade pode ser considerado promissor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Barton, J.R; Issaias, I.; Stentiford, E.I. (2008). Carbon – Making the right choice for waste management in developing countries. Waste Management 28(4), 690–698. doi:10.1016/j.wasman.2007.09.033

Chandel, M. K., Kwok, G., Jackson, R. B., & Pratson, L. F. (2012). The potential of waste-to-energy in reducing GHG emissions. Carbon Management, 3(2), 133–144. doi:10.4155/cmt.12.11

EPE, Nota Técnica DEA 18/14 – Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em www.epe.gov.br › sites-pt › publicacao-251 › topico-311.

EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020a

EPE, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020, ano-base 2019. Rio de Janeiro, 2020b. https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica

Gomes, L. P., Kohl, C. A., Souza, C. L. de L., Rempel, N., Miranda, L. A. S., Moraes, C. A. M. (2015). Avaliação ambiental de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos precedidos ou não por unidades de compostagem. Engenharia Sanitaria e Ambiental, 20(3), 449–462. doi: 10.1590/s1413-41522015020000120751

GUENDEHOU, G.H.S.; KOCH, M.; HOCKSTAD, L.; PIPATTI, R.; YAMADA, M. Incineration and Open Burning of Waste. In: EGGLESTON, S.; BUENDIA, L.; MIWA, K.; NGARA, T.; TANABE, K. (orgs.). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hayama: IGES. 26 p. v. 5. cap. 5.

HE, Jiaxin; LIN, Boqiang (2019). Assessment of waste incineration power with considerations of subsidies and emissions in China. Energy Policy, 126(), 190–199. doi:10.1016/j.enpol.2018.11.025

MIRANDA, M. M. Fator de emissão de gases efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. 162 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências da Engenharia Ambiental, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, São Carlos, 2012

PALERMO, G.C, BRANCO, D.A.C e FREITAS, M.A.V. Comparação entre tecnologias de aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos e balanço de emissões de gases de efeito estufa no município do Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Eng. Sanit. Ambient. 2020, vol.25, n.4 pp.635-648. http://dx.doi.org/10.1590/s1413-41522020192384

Pipatti, R, Sharma C, Yamada M, Waste Generation, Composition and Management Data. In: EGGLESTON, S.; BUENDIA, L.; MIWA, K.; NGARA, T.; TANABE, K. (orgs.). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hayama: IGES. 23 p. v. 5. cap. 2

Themelis, N.J. Barriga, M.E.D, Estevez P, Velasco M.G. WTE Guidebook. EEC/IDB, July 2013 https://epm.300.myftpupload.com/wp-content/uploads/2020/10/Guidebook_WTE_Oct-25-2015.pdf

ASPECTOS TÉCNICOS ASSOCIADOS À CONEXÃO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO TRANSPORTÁVEL DE 1 MW/1 MWH EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE 13,8 kV e 34,5 kV

Pedro Henrique Aquino Barra[1]; Antônio Eduardo Ceolin Momesso[1]; Pedro Inácio de Nascimento Barbalho[1]; Eduardo Nobuhiro Asada[1]; José Carlos de Melo Vieira Júnior[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Este artigo apresenta uma contextualização sobre sistemas transportáveis de armazenamento de energia via baterias, bem como análises acerca dos aspectos técnicos e normativos da conexão desses elementos nos sistemas nacionais de distribuição. A discussão aqui apresentada pode trazer contribuições para o processo emergente de normatização deste setor.

Palavras-chave: Geração distribuída; Normatização; Sistema de armazenamento de energia.

ABSTRACT

This paper contextualizes the transportable energy storage systems based on batteries and presents an analysis of technical and regulatory aspects of these elements' connection to the national distribution grids. The presented discussion can contribute to the emergent regulatory process on this topic.

Keywords: Distributed generation; Standardization; Energy storage system.

1. INTRODUÇÃO

O crescente emprego das fontes renováveis de energia tem impulsionado a necessidade de uma normatização acerca do acesso/conexão, bem como da operação desses elementos no Sistema Elétrico (SE). Neste contexto, tem-se como principais publicações a IEEE *Std*. 1547 (IEEE, 2018) e a ENA G59 (ENA, 2019), que abordam questões como segurança, operação e manutenção, comissionamento e testes para interconexão da Geração

Distribuída (GD) em Sistemas de Distribuição (SDs). No Brasil, a GD começou a ser amplamente discutida em 2001, ano este de racionamento. Destaca-se nesse ínterim a publicação da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nº 482 de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012). Sob a perspectiva de normatização, os requisitos técnicos para conexão da GD são abordados nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2021), bem como nas normas técnicas das concessionárias de distribuição, tais como COPEL (2021).

As fontes renováveis de energia, juntamente como outras necessidades dos sistemas modernos de distribuição, promovem a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs). Dentre as tecnologias existentes, tem-se um grande destaque aos armazenamentos de energia via baterias (BESSs, *Battery Energy Storage Systems*), devido à sua rápida resposta e controlabilidade (YANG et al., 2018). Os BESSs, muitas das vezes, não precisam ser empregados de maneira integrada às fontes renováveis de energia, tendo em vista suas diversas aplicações, como, por exemplo, gerenciamento de energia, redução de perdas elétricas, melhoria no perfil de tensão, e *peak-shaving* (YANG et al., 2018). Diante dessa gama de aplicações, tem-se verificado um crescimento ao longo dos anos na potência instalada desses elementos ao redor do mundo. De acordo com Xu et al. (2016), essa potência passou de menos de 0,1 GW em 2000 para mais de 0,6 GW em 2015. O DOE (*Department of Energy* - EUA), por sua vez, apontou que em meados de 2017 a potência instalada já ultrapassava os 1,6 GW. Estudos otimistas estimam que em 2040 este valor pode chegar a 942 GW com um investimento de 620 bilhões de dólares no setor.

Um promissor avanço ao BESS é o sistema transportável de armazenamento de energia via baterias (TBESS, *Transportable Battery Energy Storage System*). Essa solução consiste em arranjos de baterias e esquemas de controle e proteção dispostos em um container. Este, por sua vez, é mobilizado por um caminhão e pode ser transportado para a conexão em diferentes localidades. Em Abdeltawab e Mohamed (2017), dentre diferentes exemplos,

destaca-se uma solução real de um TBESS de 500 kW/1.000 kWh conectado em uma indústria de chá na China, cuja aplicação é o *peak-shaving*. No Brasil, o interesse em TBESSs, e outras tecnologias de armazenamento, também é iminente. Este fato é consubstanciado pela chamada de P&D estratégico da ANEEL nº 21/2016. Essa chamada teve, como principal objetivo, o desenvolvimento de projetos para a avaliação e inserção de SAEs no SE brasileiro.

Nota-se que, mais uma vez, surge no Brasil a discussão de um novo elemento a ser integrado aos SDs. Contudo, devido à prematuridade do assunto, bem como à falta de experiência com a operação desses elementos, há uma escassez de documentos que visam normatizar ou regulamentar o acesso à comercialização e, até mesmo, a operação desses elementos nos SDs. Acredita-se que, grande parte da regulamentação relacionada à GD pode e deve ser aproveitada para os novos documentos visando regulamentar o acesso de BESSs nos SDs. Do contexto ora posto, este artigo traz alguns pontos importantes sobre as principais normas relacionadas à conexão da GD no sistema, em adição às normas de conexão elaboradas por algumas distribuidoras brasileiras, com o intuito de contribuir para o processo regulatório dos sistemas de armazenamento de energia em esfera nacional.

2. DESENVOLVIMENTO

A seguir serão abordadas normas internacionais que podem ser utilizadas para a normatização dos SAEs. Também, uma síntese de normas nacionais, confeccionadas por distribuidoras brasileiras, é apresentada.

2.1 Normas Internacionais

Dentre as normas internacionais que tratam a respeito da conexão das GDs e citam de maneira direta, ou não restringem sua aplicação ao uso de BESS, pode-se citar a IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018) e a ENA G59 (ENA, 2019), cujos pontos pertinentes são brevemente discutidos na sequência.

2.1.1 - IEEE *Std*. 1547-2018

Esta norma estabelece critérios e requisitos para a interconexão de Recursos Distribuídos (RDs), como GDs e armazenadores de energia, em SEs. Os RDs são classificados em dois grupos: o primeiro relacionado com a capacidade de potência reativa e regulação de tensão; e o segundo atrelado à resposta do RD frente às condições anormais de operação. Dentre os requisitos técnicos, é estipulado que, em caso de interrupção de energia, não deve haver a injeção de potência ativa e a troca de potência reativa deve ser exclusivamente resultante dos elementos passivos. Contudo, é permitida a alimentação de cargas locais. Também são apresentados os tempos máximos de desconexão, transição entre diferentes modos de operação e faixas de tensão e frequência para a conexão do RD. Dentre os controles necessários para a sua operação, a norma define a necessidade de possuir um controle de fator de potência constante, tensão-potência reativa (volt-var), potência ativa e reativa, potência reativa constante e tensão-potência ativa (volt-watt).

Em condições anormais de operação, o RD deve conseguir responder adequadamente de modo a contribuir para a estabilidade da área em questão, segurança das pessoas e evitar danos aos equipamentos conectados. A norma estabelece os requisitos para o modo de operação conectado à rede enquanto na presença de anomalias (*ride-though*), bem como tópicos relativos à qualidade da energia elétrica como: injeção de corrente CC, flutuação de tensão, distorção de corrente e contribuição para sobretensões. Para o ilhamento não intencional, é necessária a presença de um sistema de detecção de modo que haja a desconexão do SE em até 2 s após a formação da ilha, salvo prévia autorização do operador do SE. Já no caso de ilhamento intencional, este poderá ser programado ou não. A formação programada de uma ilha se dá pela ação manual do operador ou pelo sistema de gerenciamento de despacho. No caso de um ilhamento intencional não programado, o isolamento é feito de forma autônoma a partir da detecção de condições anormais de interconexão.

2.1.2 - ENA G59

Esta norma se aplica à conexão de GDs aos SDs de modo a orientar os consumidores, fabricantes e geradores sobre os requisitos exigidos pelo operador do sistema. Deste modo, a norma visa facilitar a conexão de uma planta de geração a um SD, mantendo a integridade do sistema em termos da confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica. Ademais, é estabelecido como planta de geração qualquer fonte de energia elétrica, independente da fonte primária e do tipo de geração. São definidos três modos de operação: i) operação contínua em paralelo, onde a planta de geração fica conectada em paralelo ao SD por um longo período, ou de modo contínuo. ii) operação não contínua em paralelo, é caracterizado pela operação da planta como *standby* do SD. Nesse modo, certos requisitos se tornam menos rigorosos, como, por exemplo, os requisitos de proteção aplicados à operação a longo prazo. Para ser caracterizado nesta categoria de operação, o tempo de conexão fica limitado a cinco minutos em um mês e não mais que uma vez por semana. iii) a operação alternativa sem paralelismo, onde não é permitido operar em paralelo com a rede. Quanto à operação ilhada, a norma define os estudos necessários para assegurar que o sistema ilhado permaneça estável e cumpra todas as obrigações estatutárias. Tais estudos englobam cálculo de fluxo de carga; regulação de tensão e de frequência; análises de desequilíbrio; oscilação e distorção harmônica de tensão; arranjos e aterramento; adequação dos ajustes de proteção; estabilidade do sistema; ressincronização; e segurança. No que se refere ao sistema de proteção, diversas funções devem ser empregadas, contudo, deve haver uma abordagem em dois estágios para as funções de subtensão, sobretensão, subfrequência e sobrefrequência.

2.2 Normas Nacionais

Dentre as normas e resoluções normativas nacionais, pode-se encontrar a Resolução Normativa nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021a) e a Resolução Normativa nº 956/2021 (ANEEL, 2021b) na qual se encontra o Módulo 3.1 do PRODIST, bem como as normas de interconexão das diferentes distribuidoras nacionais.

No Brasil, desde 17 de abril de 2012, data em que entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), os consumidores brasileiros podem gerar sua própria energia elétrica advinda de fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, podendo, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição. Trata-se, portanto, da microgeração e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e sustentabilidade.

A publicação da Resolução Normativa nº 956/2021 gerou a inclusão do Módulo 3.1 no PRODIST (ANEEL, 2021b). Tal resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas das concessionárias de distribuição, definindo as regras para o sistema de compensação de energia elétrica. Por outro lado, a Resolução Normativa nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021a), publicada dia 07 de dezembro de 2021, também estabelece condições para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos SDs, no entanto, visa à comercialização da energia no ambiente de contratação livre ou regulado. Após a data da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, as distribuidoras tiveram um prazo de 240 dias para publicar suas respectivas normas técnicas que tratam do acesso da microgeração e minigeração distribuída. No caso da COPEL, por exemplo, deu-se origem à NTC 905200. Na sequência, alguns detalhes são dados para a Seção 3.1 do Módulo 3 do PRODIST e para a NTC 905200, que configura um exemplo típico de norma técnica para o acesso da GD em SDs.

2.2.1 - Seção 3.1 do módulo 3 do PRODIST

A seção 3.1 do Módulo 3 do PRODIST salienta que, para a conexão, deve-se aplicar os procedimentos descritos no item “Requisitos para Conexão de Central Geradora”, isto é, deve-se aplicar procedimentos tais como: conexão em corrente alternada com frequência de 60 Hz, existência de sistema de comunicação entre a acessada e o acessante, entre outros. O referido procedimento de rede apresenta os requisitos técnicos mínimos em função da potência instalada do acessante, sendo feita a divisão em três grupos: menor ou

igual a 75 kW, maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW, e maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW. Dependendo do grupo de potência em que se enquadra o acessante, alguns equipamentos são necessários ou não, tais como: elementos de desconexão, elementos de interrupção, transformador de acoplamento, proteções de sub e sobretensão, sub e sobrefrequência, desequilíbrio de corrente, desbalanço de tensão, sobrecorrente direcional, sobrecorrente com restrição de tensão, relé de sincronismo, anti-ilhamento e medição. Nota-se, no entanto, que vários fatores técnicos ficam em aberto, sendo estes posteriormente alinhados nas normas técnicas das distribuidoras. A exemplo desse fato, cita-se a ligação do transformador de acoplamento, exigido em acessantes com potência instalada maior que 75 kW, em que a ANEEL deixa em aberto a configuração. Dessa forma, cada distribuidora restringe essa e outras questões específicas de acordo com cada necessidade.

2.2.2 - COPEL NTC 905200

A NTC 905200 também se aplica ao acesso de microgeração e minigeração distribuída aos SDs que faça adesão ao sistema de compensação de energia elétrica. Esta norma técnica observa critérios técnicos de projeto, proteção, medição, controle, segurança e operação das unidades geradoras, bem como os procedimentos definidos no PRODIST e a regulação vigente. De maneira geral, a norma define alguns procedimentos relacionados ao acesso da GD, estabelecendo alguns prazos e regras. No que diz respeito a fatores técnicos, a norma define os tipos e requisitos de conexão também conforme a potência dos acessantes. Como exemplo, a COPEL opta por exigir que as unidades consumidoras com potência maior que 75 kW sejam conectadas em Média Tensão (MT). A norma define também limites no nível de curto-circuito, para diferentes níveis de tensão, que a operação em paralelo com a rede possa incrementar. Além disso, se estabelece que a proteção anti-ilhamento do acessante deve desconectar a unidade geradora da rede sem qualquer retardo em casos de falta de tensão oriunda da rede. A norma muito se aproveita do que foi estabelecido na seção 3.1 do Módulo 3 do PRODIST, adicionando, no

entanto, alguns ajustes para as proteções de sub/sobrefrequência e sub/sobretensão. Esta norma, estabelece também a ligação requerida do transformador de acoplamento, aspecto não definido no PRODIST, que depende do nível de tensão e da potência do acessante.

2.2.3 - Outras normas de distribuidoras

Salienta-se, novamente, que o PRODIST não endereça questões técnicas mais específicas, de modo que tais questões são definidas por cada distribuidora a depender de suas particularidades. A partir de um levantamento das normas técnicas de todas as distribuidoras do Brasil, pode-se observar que as normas das principais distribuidoras são mais completas e mais rígidas no tocante ao acesso da GD em seus sistemas. Não obstante, as normas de diversas distribuidoras, por serem menos rígidas, ficam em aberto e podem acarretar dúvidas no momento da especificação por parte das unidades consumidoras.

3. DISCUSSÃO

Diante do atual arcabouço regulatório do SE brasileiro, verifica-se a inexistência de normas específicas referente ao acesso de SAEs. Dessa forma, este artigo aponta a necessidade de um estudo de normas e resoluções que tratam do acesso da GD aos SDs objetivando ter uma base legal e fundamentada para a conexão desses elementos. Alguns pontos específicos das normas referidas podem ser um limitante para o modelo de operação dos SAEs. Como exemplo, pode-se citar a parte da IEEE *Std*. 1547-2018 onde recomenda-se que não deve haver injeção de potência ativa e troca de potência reativa entre o elemento e a rede em caso de interrupção de energia. Essa recomendação também é feita pelas normas técnicas das concessionárias brasileiras, contudo, impossibilita a utilização de vantagens importantes dos SAEs, como o atendimento às contingências, operação em modo ilhado e *black-start*. Outra limitação diz respeito ao fator de potência do elemento, que muitas das vezes deve ser restringido entre 0,92 capacitivo e 0,92 indutivo, que pode inviabilizar

estratégias inteligentes de controle do SAE para regulação de tensão. Destaca-se também o fato de que a micro e minigeração são conectadas por meio de instalações de unidades consumidoras, o que não seria, necessariamente, o foco dos SAEs. Adicionalmente, as formas de acesso previstas na regulação da ANEEL visam a comercialização ou a compensação de energia, o que também não seria o caso, visto que esses sistemas seriam implementados pelas próprias concessionárias ou por empresas prestadoras de serviço. Destaca-se ainda a necessidade de algum tratamento relacionado às conexões do tipo *behind-the-meter*, onde as unidades consumidoras podem se beneficiar das vantagens dos SAEs instalados dentro de suas instalações, contudo, podendo gerar impactos locais na rede elétrica. Nota-se, portanto, a escassez e a necessidade de normas que tenham por objetivo tratar acerca de SAEs sob o contexto dos SDs.

Vale salientar ainda que uma regulamentação adequada pode facilitar a expansão do uso dos SAEs, bem como permitir a criação de novos modelos de negócios e *roadmaps* tecnológicos para esses elementos. Novamente pode-se citar a conjuntura nacional da GD para exemplificar esta assertiva. Com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, programas de incentivo/promoção à GD foram criados e vários negócios surgiram nos anos subsequentes. A publicação da Portaria MME nº 538/2015 é um claro exemplo com a criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). No ProGD, se teve o objetivo de promover a ampliação da GD com a implantação desta em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais. Um dos legados do ProGD foi a busca por melhorias nas condições de financiamento existentes junto aos agentes financeiros, tais como Banco do Brasil (BB), Caixa Econômica Federal (CEF), e Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), visto que um alto investimento inicial era exigido e que condições atrativas de financiamento eram imprescindíveis para a expansão da GD.

Com vistas aos pontos citados, aponta-se que a normatização associada aos SAEs é fundamental não somente para a questão técnica, mas para a promoção desses elementos que podem contribuir para o SE e seus agentes.

Baseando-se nas normas expostas neste artigo, apresenta-se, na sequência, alguns indicativos das análises e testes associados à conexão e à operação do TBESS, em MT, que poderiam ser inicialmente considerados, na falta de uma normatização direcionada ao acesso de sistemas transportáveis de energia. Como este tipo de equipamento é conectado à rede por meio de inversores, foi dado enfoque em relatar os aspectos relevantes a este tipo de conexão.

Sobre as condições de operação, estritamente relacionadas à Qualidade do Produto (QP), as normas poderiam observar, quando da conexão desses recursos em SDs: i) sobretensões: utilizando a IEEE *Std.* 1547-2018 como base, a conexão dos SAEs não deveria ocasionar uma sobretensão além da suportada pelos equipamentos; ii) flutuação: esta condição é abordada no Módulo 8 do PRODIST e na ENA G59. A operação/conexão dos SAEs não deveria causar flutuações de tensão superiores a 3%; iii) flicker: explorada na IEEE *Std*. 1547-2018 e na ENA G59, a conexão dos SAEs não deve transgredir os limites nas unidades consumidoras; iv) corrente CC: explorada ne IEEE *Std*. 1547-2018 e na ENA G59 com limites diferentes estabelecidos por cada norma. No caso dos SAEs, a sua conexão não deveria implicar em uma corrente CC maior que 0,5% no Ponto de Acoplamento Comum (PAC); v) distorção Harmônica: relevante no que se relaciona à conexão dos SAEs, as normas se diferem em vislumbrar medidas de tensão (ENA G59) ou corrente (demais normas); vi) ilhamento: a maioria das normas atuais proíbem o ilhamento intencional. No momento atual, a norma relacionada com os SAEs poderia seguir essa diretiva, contemplando, porém, a operação ilhada dos SAEs para o atendimento às contingências programadas; e vii) tensão e frequência anormal: consta em praticamente todas as normas. No caso, os SAEs deveriam sair de operação quando a tensão ou a frequência estiver fora dos valores limites de operação, sendo o tempo de desconexão dado em função da faixa que se encontra a tensão ou a frequência.

Em observância aos documentos IEEE *Std*. 1547-2018, ENA G59, e ao PRODIST, no tocante aos estudos de acesso, os seguintes estudos poderiam ser avaliados: i) fluxo de carga, que apesar de não relatado na IEEE *Std*. 1547 e no PRODIST, esse tópico é discutido na ENA G59. No caso dos BESSs, estudos

envolvendo a operação desses elementos nos quatro quadrantes (combinação da injeção e/ou absorção da potência ativa e reativa) poderiam ser incluídos; ii) curto-circuito e coordenação da proteção, que é fundamental e indicado praticamente em todas as normas citadas. No caso dos SAEs, também seria interessante, visto que eles podem mudar, mesmo que ligeiramente, o comportamento da proteção; iii) estabilidade, que foi discutido na ENA G59 e que poderia ser levado em consideração; iv) aterramento, discutido na ENA G59 e extremamente importante, sobremaneira, quando considerada a possibilidade de formação de microrredes; e v) variações de tensão, que foi abordado na ENA G59, em se tratando de eventos programados e não programados.

Por fim, as normas internacionais também apresentam uma série de testes a serem realizados para a conexão de RDs aos SDs. Esses testes não são abordados no PRODIST e nas normas das concessionárias, contudo, a sua normatização poderia ser estudada visando contemplar aspectos como: i) resposta de tensão e frequência para condições anormais de operação, abordado na IEEE *Std*. 1549 e na ENA G59; ii) sincronismo, abordado na IEEE *Std*. 1549-2018 e na ENA G59; iii) suportabilidade contra surtos, abordado na IEEE *Std*. 1549-2018; iv) ilhamento não intencional, abordado na IEEE *Std*. 1549-2018 e na ENA G59; v) limitação de corrente CC, abordado na IEEE *Std*. 1549-2018; vi) harmônicos, abordado na IEEE *Std*. 1549-2018 e na ENA G59; vii) integração do aterramento com a rede, abordado na IEEE *Std*. 1549-2018; viii) testes de comissionamento, abordado na IEEE *Std*. 1549-2018 e na ENA G59; e ix) proteção contra interferências eletromagnéticas, abordada na IEEE *Std*. 1549-2018.

4. CONCLUSÕES

Este artigo traz alertas quanto à tendência crescente do emprego de SAEs em SDs, sobremaneira, dos BESSs e TBESSs. Mesmo com incentivos incipientes para o emprego desses elementos no Brasil, onde pode-se citar a chamada estratégica de projetos de P&D nº 21/2016 por parte da ANEEL, a inexistência de um arcabouço regulatório diretamente relacionado com os SAEs

apresenta-se, na atualidade, como uma barreira/risco para o desenvolvimento tecnológico desses elementos no cenário nacional. Nesse contexto, este artigo apresentou análises que visam contribuir para o início da normatização dos SAEs no Brasil baseando-se em algumas das principais normas referentes à conexão de GDs em SDs.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELTAWAB, H. H.; MOHAMED, Y. A. I. Mobile energy storage scheduling and operation in active distribution systems. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 64, 2017.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N. 1.000, de 7 de dezembro de 2021. 2021a.

_____. Resolução Normativa ANEEL N. 482, de 17 de abril de 2012. 2012.

_____. Resolução Normativa ANEEL N. 956, de 07 de dezembro de 2021. 2021b.

COPEL. NTC 905200: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída. 2021.

ENA. Engineering Recommendation G59: Recommendations for the connection of generating plant to the distribution systems of licensed distribution network operators. 2019.

IEEE. IEEE Std. 1547-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. 2018.

XU, X. et al. Application and Modeling of Battery Energy Storage in Power Systems. CSEE Journal of Power and Energy Systems, v. 2, p. 82-90, 2016.

YANG, Y. et al. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 91, p. 109-125, 2018.

ATUALIZAÇÕES HIDROLÓGICAS E A REAVALIAÇÃO DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE UMA CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA EM OPERAÇÃO

Lucas Mascarenhas Pereira de Sá[1]; Gabriel Harison Faustino de Souza[1]; Marcos André de Oliveira[1]

[1]*Universidade Federal do Tocantins*

RESUMO

Apesar do crescente interesse pelo aumento da oferta de energias renováveis no Brasil, existem poucos trabalhos na literatura sobre repotenciação hidrelétrica. Assim, neste artigo, são apresentadas considerações preliminares sobre a atualização dos estudos hidrológicos e as verificações de subutilização energética de uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH), localizada na região norte do Brasil. A metodologia deste estudo de caso é fundamentada no confronto da série histórica de geração de energia com a disponibilidade das vazões afluentes, considerando os principais parâmetros do projeto original do aproveitamento hidrelétrico.

Palavras-chave: Hidrologia; Energia Renovável; Centrais Hidrelétricas; Subutilização Energética; Repotenciação Hidrelétrica.

ABSTRACT

Despite the growing interest in increasing the supply of renewable energy in Brazil, there are few works in the literature on hydropower repowering. Thus, in this paper, preliminary considerations are presented on the update of hydrological studies and energy underutilization verifications of a Hydroelectric Generating Station (CGH), located in the northern region of Brazil. The methodology of this case study is based on the confrontation of the historical series of energy generation with the availability of affluent water flows, considering the main parameters of the original project of the hydroelectric plant.

Keywords: Hydrology; Renewable Energy; Hydroelectric Power Plants; Energy Underutilization; Hydroelectric Repowering.

1. INTRODUÇÃO

O critério de aproveitamento ótimo (OLIVEIRA, 2012) direciona a necessidade de correção da subutilização energética de uma central hidrelétrica em operação. A técnica que permite tal correção é a repotenciação, definida como sendo uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, sistemas hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento (OLIVEIRA, 2018, 2017).

A repotenciação de hidrelétricas, em todo mundo, têm sido impulsionada pela falta de energia perene e pelo ritmo lento dos novos programas de acréscimo de energia hidrelétrica (RAHI; CHANDEL, 2015). No Brasil, o suprimento da demanda por energia elétrica crescerá aproximadamente 3,1% ao ano entre 2019 e 2030 (EPE, 2021).

Considerando as pequenas centrais hidrelétricas, nos casos onde as vazões afluentes disponíveis não foram totalmente aproveitadas ou verifica-se variações significativas com a atualização dos estudos hidrológicos, o processo de repotenciação, normalmente, se realiza pela modalidade ampliação (OLIVEIRA, 2012). Tem-se então um subdimensionamento do aproveitamento frente à disponibilidade hídrica da bacia hidrográfica onde se localiza. Contudo, quando a vazão de projeto, que serviu de referência para o dimensionamento da central hidrelétrica, está sendo usada com um rendimento insatisfatório do grupo gerador, o aproveitamento encontra-se subutilizado. A modalidade de repotenciação neste último caso é chamada de reabilitação.

Reabilitar significa restabelecer ao estado anterior. Neste contexto, refere-se ao restabelecimento dos grupos geradores às condições originais de potência e rendimento, permitindo extensão da sua vida útil e a redução de custos com indisponibilidade e manutenções. Conforme Oliveira e Bortoni

(2012), os ganhos energéticos nesta modalidade de repotenciação estão limitados à potência instalada originalmente, constante no ato de outorga.

2. METODOLOGIA

Apresenta-se um estudo de caso de reavaliação do aproveitamento hidrelétrico da CGH Taguatinga, escolhida devido à proximidade espacial dos autores e à disponibilidade de dados secundários indispensáveis para as avaliações energéticas. Sendo esta uma central hidrelétrica antiga, localizada no estado do Tocantins, em operação a quatro décadas.

Para verificação da subutilização energética é necessária uma atualização dos estudos hidrológicos (OLIVEIRA *et al.*, 2022). Na falta de uma estação fluviométrica com dados históricos confiáveis no empreendimento, as vazões afluentes foram estimadas através de transposição dos dados da estação fluviométrica Lavandeira utilizando o critério de proximidade, similaridade e extensão da série histórica disponível (46 anos). Obtendo-se a vazão específica média ($m^3/s.km^2$) da referida estação, o transporte para bacia de interesse foi realizada multiplicando-se pela área de drenagem contribuinte. As principais características fisiográficas da bacia da central hidrelétrica foram definidas a partir da delimitação da área de drenagem, perímetro da bacia e comprimento do trecho do rio no software QGIS.

Um resultado importante advindo da hidrologia é a definição das curvas de permanência, as quais relacionam a vazão (ou nível d'água) de um rio com a probabilidade de ocorrerem valores iguais ou superiores. Para definição das curvas de permanência de vazões deve-se utilizar séries históricas não tendenciosas, ou seja, que não privilegiam um relativo conjunto de vazões.

Souza *et al*. (1999) esclarece que nos estudos hidroenergéticos, normalmente, utiliza-se a curva de permanência das vazões médias mensais. Entretanto, se o objetivo for estudar aspectos de potência, por exemplo a potência firme e a confiabilidade, os dados empregados serão os das vazões médias diárias, embora os valores médios das curvas coincidam. Oliveira (2012) apresenta que a curva de permanência de vazões atualizada permite a

caracterização operacional de uma central hidrelétrica e o redimensionamento da mesma, incluindo o respectivo estudo energético para remotorização.

A potência instalada de uma central hidrelétrica pode ser expressa por

$$P = \eta_{ap} P_B \quad (1)$$

P é a potência instalada (W), η_{ap} é o rendimento global do aproveitamento e P_B é a chamada potência bruta.

A correspondente potência bruta (W) é obtida pela seguinte expressão

$$P_B = \delta Q_p H_B \quad (2)$$

onde δ é o peso específico da água (N/m³), Q_p é a vazão de projeto (m³/s) e H_B é a queda bruta (m).

Por fim, os dados históricos de geração de energia (declarados pelo empreendedor), as grandezas dimensionais de projeto e os dados de fabricação dos grupos gerados são utilizados para a verificação do atendimento do critério de aproveitamento ótimo (OLIVEIRA, 2018).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A CGH Taguatinga entrou em operação em 21 de janeiro de 1983 e continua ativa até a atualidade. Foi projetada para operar com as vazões naturais do rio (a fio d'água), com arranjo típico de uma central de desvio. Tem potência original de concessão de 1,8 MW. Seu arranjo geral é composto por barragem vertedora, tomada d'água, canal e galeria de adução, câmara de carga, conduto forçado, casa de força com um grupo gerador. Tanto a casa de força como a subestação elétrica localizam-se na margem direita do rio.

A bacia hidrográfica cujo exutório é a barragem da CGH Taguatinga, tem uma área de contribuição de aproximadamente 136,85 km² e está localizada na sub-bacia 21. Tem como rio principal o Ribeirão do Abreu, contribuinte do rio Sobrado pela sua margem direita. A Figura 1 ilustra a bacia hidrográfica do Ribeirão do Abreu até desaguar no rio Sobrado e a área de drenagem relacionada ao aproveitamento hidrelétrico sob estudo.

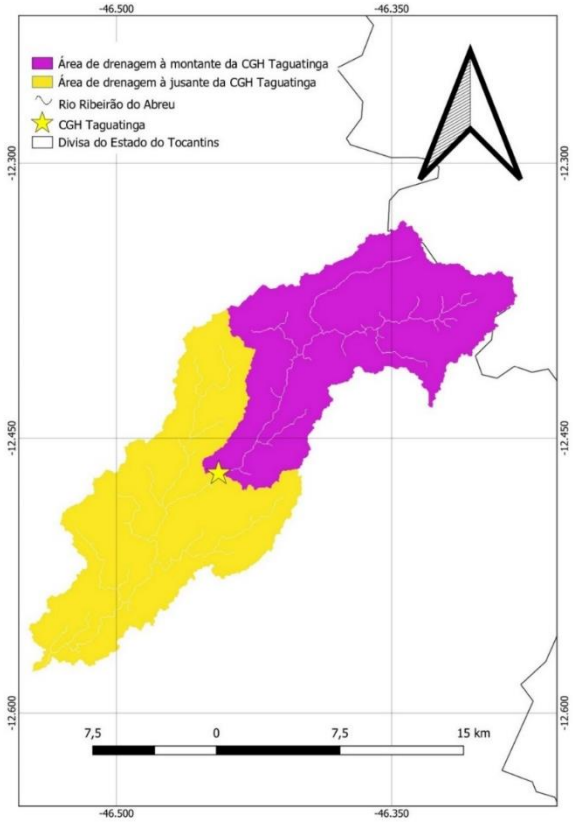


Figura 1 – Áreas de drenagem do Ribeirão do Abreu e da CGH Taguatinga

O comportamento das vazões médias mensais obtidas para o aproveitamento hidrelétrico é apresentado na Figura 2.

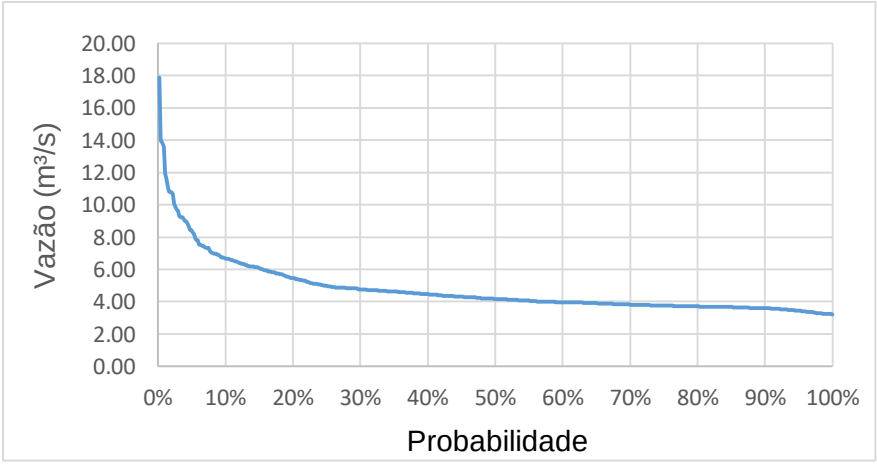


Figura 2 – Curva de permanência de vazões médias mensais

Os principais dados dimensionais originais do aproveitamento, que regeram o projeto da CGH Taguatinga, estão sintetizados na Tabela 1. Na Tabela 2 são apresentados os dados de fabricação do grupo gerador do empreendimento, composto por turbina Francis com potência nominal de 1.800 kW e gerador elétrico com potência nominal de 2.060 kVA.

Tabela 1 – Dados históricos do arranjo atual da CGH Taguatinga

Cota máx. Normal (montante)	505,217 m
Cota máx. Normal (jusante)	459,191 m
H bruta	46,026 m
H líquida	45,020 m
Perdas na adução	1,006 m
Vazão média diária (Qm)	4,770 m³/s
Vazão média de longo termo (Qmlt)	4,930 m³/s
Vazão turbinada	4,550 m³/s

Fonte: ANEEL (2005; 2012; 2013a)

Conforme ANEEL (2013a), a exploração do potencial de energia hidráulica, localizado no rio Ribeirão do Abreu, denominado na época de PCH Taguatinga, foi regulada pelo Contrato de Concessão de Geração nº 51/99-ANEEL, de 29 de junho de 1999, que outorgou à Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins - CELTINS a referida exploração. O Despacho ANEEL nº 228/99, de 28 de junho de 1999, aprovou o Projeto Básico da usina com a potência instalada de 1.800 kW. O que significa que esta central hidrelétrica já passou por uma repotenciação, ao passo que foi inaugurada em 1983.

Tabela 2 – Dados de placa do grupo gerador

Potência Nominal (kW)	Vazão (m³/s)	Queda nominal (m)	Rotação (RPM)
1.800	4,55	45,90	900
Potência Nominal (kVA)	Fator de Potência	Potência (kW)	Tensão Nominal (V)
2.060	0,850	1.751	2,400

Fonte: ANEEL (2013a)

Na Tabela 3 é apresentado o histórico de geração declarado pela atual empresa concessionária à ANEEL (ANEEL, 2013a). É importante destacar que, ao longo desses três anos declarados, em nenhum momento a CGH Taguatinga gerou a potência de concessão, que no fim é limitada à potência de geração de 1.751 kW no gerador elétrico (Tabela 2). Analisando o desempenho energético da usina, verificou-se que a potência média mensal de geração é de aproximadamente 1.105 kW. Desconsiderando a indisponibilidade da usina, esta gera atualmente 9.679.800,00 kWh/ano em média.

Tabela 3 – Histórico de geração de energia bruta da CGH Taguatinga (MW)

-	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
2010	-	-	-	-	-	-
2011	1,284	1,290	1,277	1,331	1,101	0,963
2012	1,440	1,489	1,436	1,287	1,149	1,015
2013	1,179	1,354	1,270	1,362	1,111	0,994
-	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2010	-	-	-	0,887	1,250	1,236
2011	0,771	0,346	0,849	1,074	1,292	1,450
2012	0,918	0,888	0,847	0,868	1,353	0,965
2013	0,874	0,711	0,877	-	-	-

Fonte: ANEEL (2013a)

Tomando o conceito do Fator de Capacidade - FC de uma hidrelétrica, que pode ser definido pela expressão

$$FC = \frac{\text{Potência média}}{\text{Potência instalada}}$$

obtém-se como resultado um fator de capacidade atual igual a 0,61 para CGH Taguatinga. Esse valor, por si só, revela a subutilização do potencial energético disponível, já que as vazões afluentes são mal utilizadas, pois para vazão de projeto da turbina e do respectivo sistema de adução, $Q = 4{,}55 m^3/s$,

considerando uma queda líquida de 45,02 m, o fator de capacidade da usina deveria ser da ordem de 0,76.

Atendendo às obrigações determinados pelo Art. 4º da Resolução Normativa 420/2010, em 2013 a empresa concessionária da CGH Taguatinga declarou (ANEEL 2013b) as potências instalada e líquida, atualizadas, iguais a 1.455 e 1.421 kW, respectivamente. Devido ao aproveitamento ineficiente do potencial hidrelétrico e a impossibilidade de reavaliações da capacidade máxima do sistema de adução (pela falta de dados), foi definida a alternativa de potencial modernização do gerador elétrico (OLIVEIRA, 2012) e a completa substituição da turbina hidráulica por uma de maior eficiência. Essa hipótese foi direcionada pela limitação da potência de saída do gerador, 1.751 kW (Tabela 2), pela vazão nominal original da adução, 4,55 m³/s e pela queda líquida original do arranjo hidrocivil instalado, 45,02 m.

Neste contexto, a nova turbina hidráulica tem uma potência de 1.809 kW e um rendimento realista de 0,90. Essa nova potência da turbina induz uma potência de saída no gerador de 1.736 kW, considerando um rendimento conservador de 0,96. Assim, a energia gerada após a repotenciação seria da ordem de 12.043.598 kWh/ano, ou seja, adiciona incrementalmente 2.363.798 kWh/ano. O incremento de potência instalada é de 354 kW. Nestas condições a técnica de repotenciação se materializa na modalidade reabilitação.

4. CONCLUSÕES

Os resultados preliminares estão relacionados com a atualização do comportamento hidrológico da bacia de drenagem estudada, principalmente no que se refere às vazões afluentes; a caracterização dimensional e operacional da CGH Taguatinga; e a reavaliação energética do aproveitamento hidrelétrico. O principal resultado foi a constatação da subutilização do potencial energético instalado devido ao baixo rendimento do grupo gerador. Neste contexto, a técnica de repotenciação hidrelétrica, na modalidade reabilitação, pode trazer acréscimos de potência e rendimento. Os ganhos incrementais de potência

instalada e de energia gerada seriam de 354 kW e 2.363.798 kWh/ano, respectivamente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Determinação da potência instalada e potência líquida - REN 420/2010, 2013b.

ANEEL. Informações de Segurança de Barragem da PCH Taguatinga, 2012.

ANEEL. Relatório de Fiscalização da PCH Taguatinga, 2013a.

EPE. Plano decenal de expansão de energia 2030 - 2021. Brasília, 447 p.

OLIVEIRA, M.A. Modelo para análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas. Hidro & Hydro - News SHP, v. 74, n. 3, p. 5-10, jul/set. 2017.

OLIVEIRA, M.A. Technical and economic evaluations for decision-making on the repowering of small hydropower plants and the optimum exploit of existing plants in Brazil. American Journal of Hydropower, Water and Environment Systems, v. 6, n. 16, p. 16-24, jan. 2018.

OLIVEIRA, M.A., Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Avaliação Técnica e Econômica. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.

OLIVEIRA, M.A.; BORTONI, E.C. Ganhos Viabilizados pela Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Conceitos e Definições. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE, 8, 2012, Curitiba. Anais Energia para o Século XXI: Sociedade e Desenvolvimento. Curitiba, PR, 2012. p. 1-19.

OLIVEIRA, M.A.; OLIVEIRA, M.S.S.; MIRANDA, A.K.S. A sustentabilidade como perspectiva para repotenciação de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil: método para estimativas. Ambiente e Sociedade, v. 25, 2022.

RAHI, O.P.; CHANDEL, A.K. Refurbishment and uprating of hydro power plants: A literature review. Renewable and Susteinable Energy Reviews, v. 48, p. 726 – 737, 2015.

SOUZA, Z.; BORTONI, E.C.; SANTOS, A.H.M. Estudos para Implantação de Centrais Hidrelétricas. Rio de Janeiro: Edição ELETROBRÁS, 1999.

AVALIAÇÃO DA BACIA DO PARANÁ PARA ESTOCAGEM GEOLÓGICA DE CO_2

Gabriel Maciel Bastos

Universidade de São Paulo

RESUMO

As emissões dos gases do efeito estufa (GEE) têm causado aumentos significativos da temperatura média na superfície da Terra. Os principais gases do efeito estufa são o CO_2 (dióxido de carbono) e o CH_4 (metano), o primeiro liberado principalmente pela queima de compostos orgânicos e reações de combustão, muito presente em plantas termelétricas e plantas produtoras de etanol. Já o segundo é liberado pela degradação de matéria orgânica. Regulamentações e tratados internacionais para a mitigação da emissão destes gases estão cada vez mais rigorosos, como o Acordo de Paris, firmado com intenção de diminuir esta taxa de aumento da temperatura global. A questão se torna importante quando muitos países dependem de atividades que emitem CO_2, principalmente na indústria e no setor energético, o que os obriga a encontrar soluções para essas emissões sem precisar encerrar suas operações. Nesse contexto, surge a opção tecnológica CCS (Carbon Capture and Storage), que consiste na captura e estocagem geológica de CO_2 em rochas. De acordo com o IPCC (Intergovernamental Panel on Climate Change), a tecnologia é uma importante opção para reduzir a liberação de dióxido de carbono para a atmosfera, contribuindo para a estabilização da sua concentração. Trata-se de uma importante tecnologia de redução das emissões num cenário de transição para zero-carbono (IEA 2020). Vários tipos de rochas têm sido alvo para a estocagem de CO_2, como rochas arenosas, carvão, folhelhos e rochas vulcânicas, sendo reservatórios arenosos um dos principais tipos, o que motiva o estudo das rochas arenosas da Bacia do Paraná. A área da Bacia do Paraná, em especial no Estado do Paraná, e parte dos estados de São Paulo e Santa Catarina, destaca-se a existência de várias fontes estacionárias de CO_2 que

poderiam se beneficiar diretamente desta tecnologia de CCS para mitigar suas emissões, incluindo usinas termelétricas, plantas produção de etanol e fábricas de cimento, em sua maioria. O emprego da tecnologia CCS tem uma implicação direta na discussão da Transição Energética, pois pode incentivar o desenvolvimento de plantas que já implementem essa tecnologia na sua cadeia de produção, na medida em que os estudos tecnológicos e a avaliação de novas áreas reservatórios avancem. Assim, nesse trabalho é proposta uma área inicial para os estudos de um possível reservatório em rocha arenosa na Bacia do Paraná e as fontes estacionárias regionais que poderiam ser aproveitar desta tecnologia.

Palavras-chave: CCS, estocagem geológica, Bacia do Paraná, GEE, fonte estacionária

ABSTRACT

Greenhouse gas (GHG) emissions have caused significant increases in the average temperature on the Earth's surface. The main greenhouse gases are CO_2 (carbon dioxide) and CH_4 (methane), the former mainly released by the burning of organic compounds and combustion reactions, very present in thermoelectric plants and ethanol producing plants. The second is released by the degradation of organic matter. Regulations and international treaties to mitigate the emission of these gases are increasingly stringent, such as the Paris Agreement, signed with the intention of reducing this rate of increase in global temperature. The issue becomes important when many countries depend on activities that emit CO_2, mainly in industry and the energy sector, which forces them to find solutions for these emissions without having to shut down their operations. In this context, the technological option CCS (Carbon Capture and Storage) arises, which consists of capturing and geologically storing CO_2 in rocks. According to the IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), technology is an important option to reduce the release of carbon dioxide into the atmosphere, contributing to the stabilization of its concentration. It is an important emission reduction technology in a zero-carbon transition scenario (IEA 2020).

Several types of rocks have been targeted for CO_2 storage, such as sandy rocks, coal, shales and volcanic rocks, with sandy reservoirs being one of the main types, which motivates the study of sandy rocks in the Paraná Basin. The Paraná Basin area, especially in the State of Paraná, and part of the states of São Paulo and Santa Catarina, stands out for the existence of several stationary sources of CO_2 that could directly benefit from this CCS technology to mitigate their emissions, including thermoelectric plants, ethanol production plants and cement factories, mostly. The use of CCS technology has a direct implication in the discussion of the Energy Transition, as it can encourage the development of plants that already implement this technology in their production chain, as technological studies and the evaluation of new reservoir areas advance. Thus, in this work, an initial area is proposed for the studies of a possible reservoir in sandy rock in the Paraná Basin and the regional stationary sources that could take advantage of this technology.

Keywords: CCS, geological storage, Paraná Basin, GHG, stationary source.

1. INTRODUÇÃO

Um dos principais problemas ambientais que a sociedade atual tenta resolver é o aquecimento global ocasionado pelo aumento nas emissões de gases do efeito estufa na atmosfera, como o CO_2 (gás carbônico) e CH_4 (metano). Esses gases são provenientes principalmente de fontes emissoras estacionárias. As fontes estacionárias são aquelas que ocupam uma área limitada, permitindo uma avaliação direta na fonte (Ministério do Meio Ambiente). Indústrias de mineração, transformação e produção de energia através de usinas termelétricas são as principais atividades classificadas como fontes estacionárias. Reuniões internacionais e acordos foram firmados para tentar mitigar essas emissões, como o Acordo de Paris de 2016 (UNFCCC) que visa reduzir o aumento da temperatura média global, visando conter esse aquecimento abaixo de 2°C, preferencialmente em 1,5°C até o final do século. Para que isso seja realizado, o Acordo também estimula investimentos financeiros em projetos tecnológicos que auxiliem nessa empreitada. Como

alternativa tecnológica, há a combinação da captura e estocagem de CO_2 CCS, Carbon Capture and Storage. CCS é uma tecnologia que prevê a estocagem de CO_2 em rochas, no geral em rochas porosas, assim, diminuindo a emissão deste gás para a atmosfera. Mundialmente, esses projetos têm se aproveitado de rochas arenosas em bacias sedimentares (Bachu, 2010). No Brasil, ainda que estes projetos sejam incipientes, existem regiões e rochas potenciais para a implantação de um projeto, como a Bacia do Paraná que possui ampla extensão, e abriga os estados do Paraná, Santa Catarina e São Paulo, onde fontes estacionárias diversas podem se aproveitar desta tecnologia. Kelemen et al. (2019) apontou que os reservatórios potenciais para estocagem de CO_2 na Bacia do Paraná estavam majoritariamente nos basaltos. Entretanto, os estudos feitos nas rochas arenosas ainda são superficiais e merecem mais atenção, já que os reservatórios arenosos têm alto potencial para a estocagem. Por isso, chama a atenção o Grupo Itararé na Bacia do Paraná, que possui rochas arenosas e que já possuiu comprovadamente acumulação de gás natural, em Pitanga (PR).

2. A ESTOCAGEM GEOLÓGICA DE CO_2

Historicamente, a tecnologia CCS começou na Noruega na década de 90, com o projeto Sleipner, no Mar do Norte (IPCC 2005). O projeto Sleipner (Figura 1) consistia em uma planta de extração de gás natural, onde 9% desta reserva de gás era composta por CO_2. Deste modo, o CO_2 era separado do gás natural e injetado em uma formação arenosa inconsolidada por volta de 800 a 1000 metros abaixo do nível do mar.

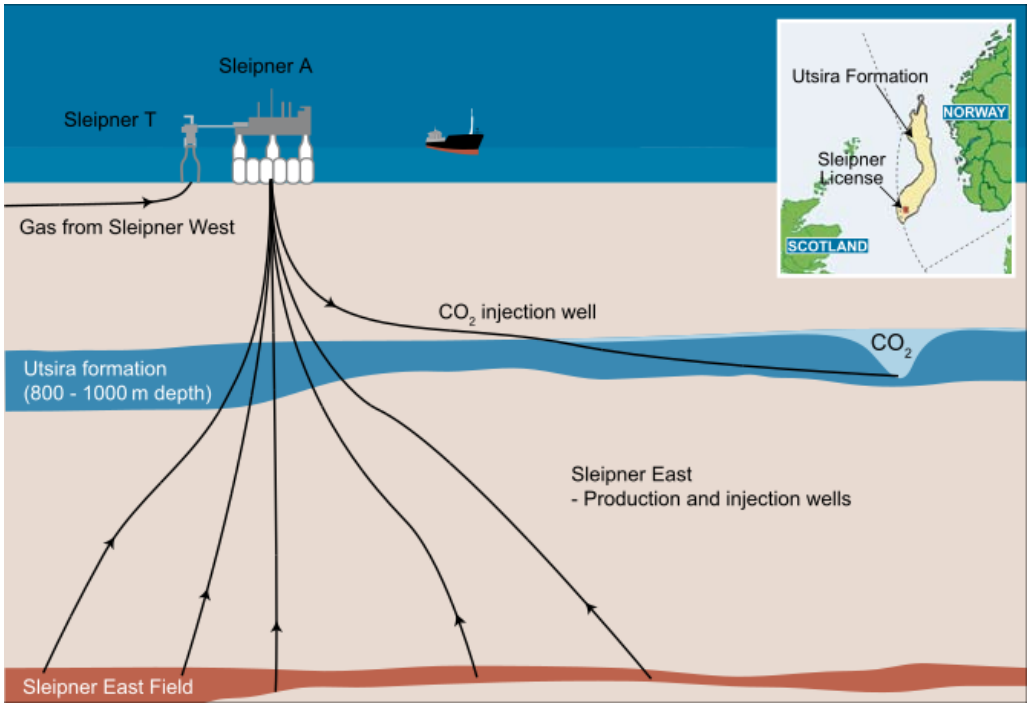


Figura 1 – Diagrama simplificado do projeto Sleipner. (IPCC 2005)

Aproximadamente 1 Mt de CO_2 foi removida do gás natural e injetada anualmente no campo. Essa operação se iniciou em outubro de 1996 e no início de 2005, mais de 7 Mt de CO_2 havia sido injetado, em uma taxa de 2700 t/dia. Ao final do projeto, é esperado que seja injetado um total de 20 Mt de CO_2. Uma vez que o CO_2 é injetado, existem métodos de monitoramento para garantir que o gás está realmente confinado na formação e se não existe algum vazamento. Para o projeto Sleipner, foi utilizado o método sísmico, que mostra a variação espacial da pluma de gás com o tempo. Estudos feitos na formação arenosa apontaram uma capacidade de armazenamento de 1 a 10 Gt de CO_2, sendo um potencial altíssimo frente ao objetivo de zerar emissões.

A profundidade da formação arenosa é um fator essencial para o potencial estocástico do projeto, pois tem uma implicação direta no mecanismo de estocagem. A densidade do CO_2 aumenta com a profundidade, efeito do aumento da pressão hidrostática e gradiente geotérmico. Deste modo, o volume da molécula diminui, e sua densidade aumenta, atingindo o estado de um fluido supercrítico (Figura 2). Este volume tende a diminuir até se tornar constante por volta de 1,5 km. Utilizando deste mecanismo, torna-se possível a estocagem de grandes volumes de CO_2 em profundidade, comprovando a eficiência da tecnologia.

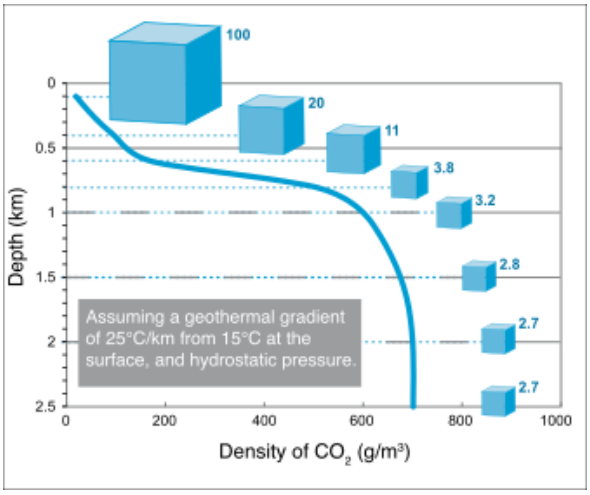


Figura 2 – Variação da densidade do CO2 com a profundidade, assumindo um gradiente geotérmico de 25°C/km partindo de 15°C na superfície e pressão hidrostática. (IPCC, 2005)

Para reservatórios arenosos, é recomendável que se tenha profundidades maiores que 1000m (Bachu, 2010) para garantir maior potencial estocástico e segurança.

Ainda que existam outras opções de estocagem geológica como em reservas de carvão e diferentes tipos de rocha como basaltos e folhelhos, o mais utilizado são os reservatórios arenosos (Bachu, 2010). Rochas arenosas devem possuir porosidade e permeabilidade para que seja possível a injeção do CO_2, além de possuir uma geometria e estruturas que permitam o aprisionamento do gás. Nesses sistemas, é comum que a rocha reservatório, porosa e permeável,

seja selada por uma camada de rocha impermeável como folhelho ou evaporito. Além disso, aspectos estruturais da formação podem ser importantes para o aprisionamento do CO_2; estruturas como falhas e domos formam as trapas, ou armadilhas, onde normalmente se acumulam o óleo e gás em campos de petróleo. Visto que estas características são essenciais para a definição de um reservatório, chama a atenção o Grupo Itararé na Bacia do Paraná, que possui rochas arenosas e que já possuiu comprovadamente acumulação de gás natural, em Pitanga-PR.

Foi proposto por Ketzer et al. (2015), um raio de 300 km entre a planta de injeção e o local de captura do CO_2 de fontes estacionárias para que seja viável o estudo. Este raio pode variar de acordo com a demanda da região. Neste trabalho, na região proposta no estado do Paraná, há diversos tipos de fontes estacionárias que poderiam aproveitar desta tecnologia.

3. AS FONTES ESTACIONÁRIAS

No geral, exemplos de fontes estacionárias mais comuns são as plantas termelétricas, plantas de biomassa, indústria cimenteira, plantas de etanol, refinarias e metalúrgicas. Entretanto, as que mais contribuem para a emissão de CO_2 na região sudeste do Brasil, são as plantas termelétricas e de biomassa (Figura 3).

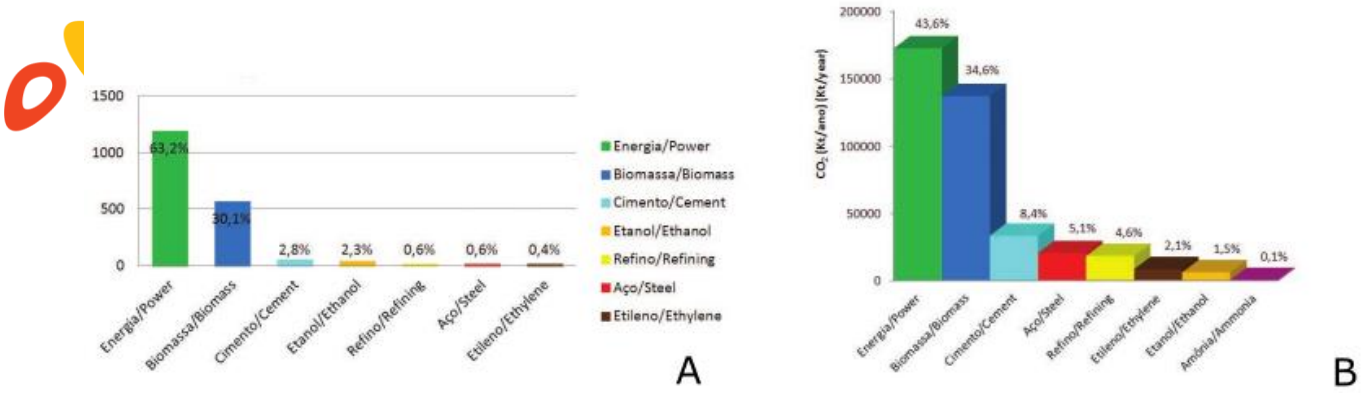


Figura 3 – (A) Fontes estacionárias por setor e (B) Emissão de CO_2 por indústria. (Ketzer et al. 2015)

Das fontes citadas acima, a região proposta abriga majoritariamente usinas termelétricas e de biomassa (Figura 4), com algumas fontes relacionadas a indústria cimenteira (Ketzer et al. 2015). Vale ressaltar que a região abriga o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda em Capivari de Baixo (SC), que no ano de 2019 emitiu cerca de 5.259.387,64 tCO_2e por controles operacionais e 5.257.968,36 tCO_2e por participação societária, ambas em fontes estacionárias (Engie, 2020).

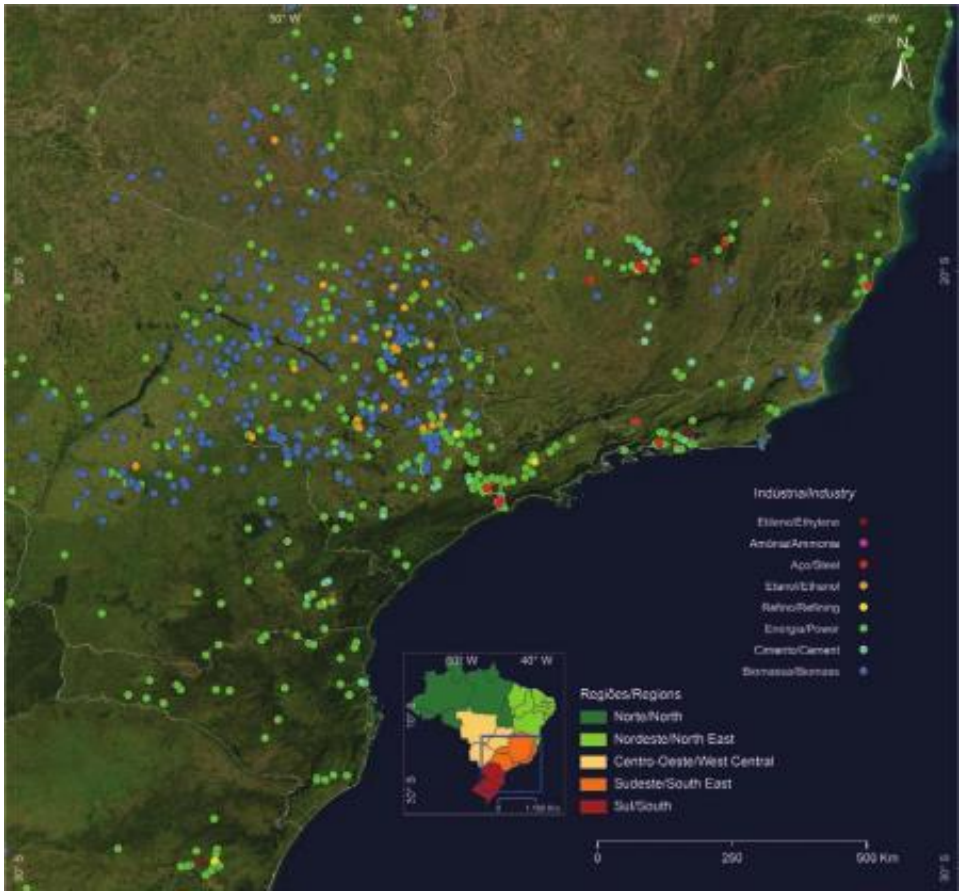


Figura 4 – Fontes estacionárias de CO_2 por tipo. Região Sudeste. (Ketzer et al., 2015)

Um levantamento que tem em consideração as fontes estacionárias da região, foi realizado para a confecção de um mapa (Figura 5) que representa essa distribuição espacial. No mapa foi definido o raio de alcance de 300 km proposto anteriormente, para se ter uma noção da abrangência da área. É

importante ressaltar que este raio não é fixo e pode variar de acordo com interesse e viabilidade do método para uma determinada fonte emissora.

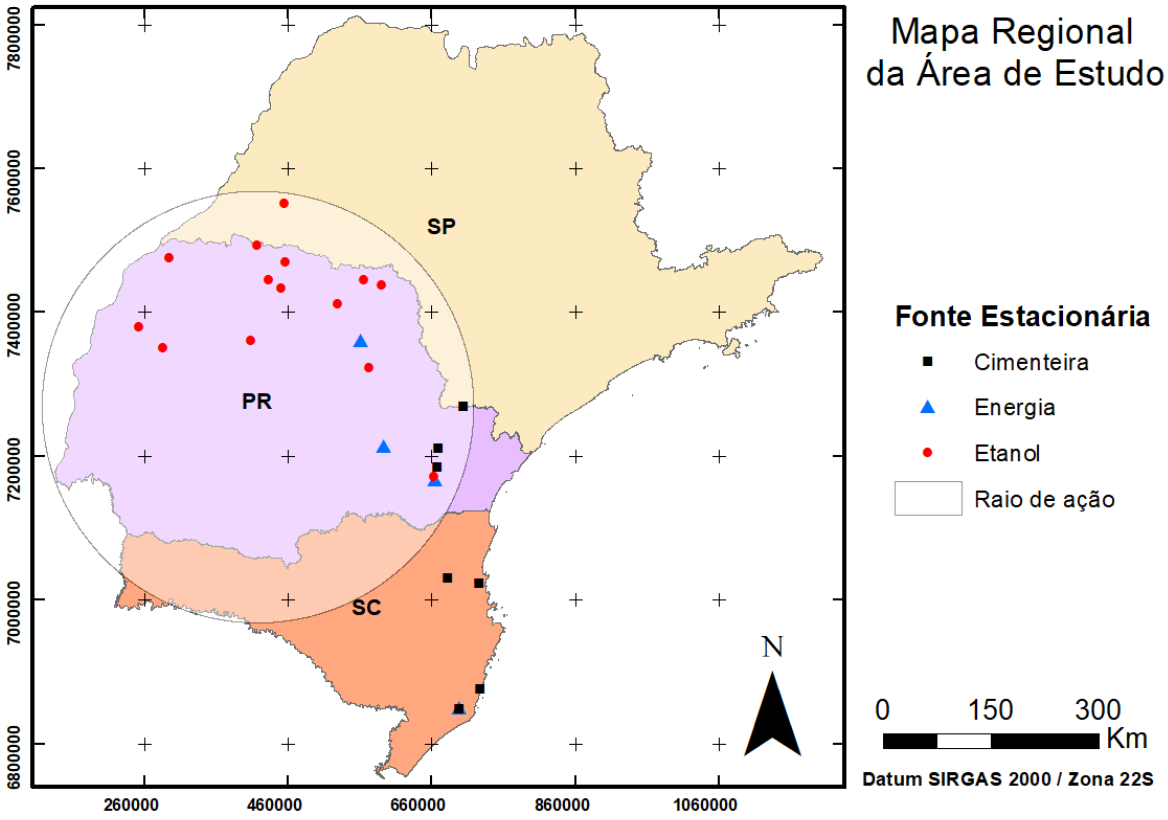


Figura 5 – Mapa Regional da Área de Estudo (Fonte: Gabriel Bastos).

4. CONCLUSÃO

Ainda que basaltos tenham sido apontados como os reservatórios potenciais para estocagem de CO_2 na Bacia do Paraná, os estudos feitos nas rochas arenosas ainda são superficiais e merecem mais atenção, já que os reservatórios arenosos têm alto potencial para a estocagem. A área de estudo selecionada possui uma quantidade significativa de fontes estacionárias que

poderiam se aproveitar desta tecnologia em breve, caso esses reservatórios sejam caracterizados.

Enfim, há ponto de partida que poderá gerar benefícios para a região e ao mesmo tempo incentivar o estudo de novas áreas no país que utilizem essa tecnologia CCS.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bachu, S. (2010). Screening and selection criteria, and characterisation techniques for the geological sequestration of carbon dioxide (CO2). In Developments and innovation in carbon dioxide (CO2) capture and storage technology (pp. 27-56). Woodhead Publishing.

ENGIE, 2020. Engie Brasil Energia S.A. Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa, Ano de referência: 2019. Elaborado por Ecofinance Negócios. Florianópolis

FONTES FIXAS. Ministério do Meio Ambiente, 2022. Disponível em: https://antigo.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/qualidade-do-ar/fontes-fixas.html Acesso em: 23 de maio de 2022.

IEA (International Energy Agency). 2020. Energy Technology Perspectives. Special Reporto n Carbon Capture Utilisation and Storage. CCUS in clean energy transitions. 171p.

IPCC. 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Metz, B., Davidson, O., Coninck, H.C., Loos, M., Meyer, L.A. (Eds). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442p.

Kelemen, P., Benson, S. M., Pilorgé, H., Psarras, P., & Wilcox, J. (2019). An overview of the status and challenges of CO2 storage in minerals and geological formations. Frontiers in Climate, 1, 9.

Ketzer, J., Machado, C., Rockett, G., & Iglesias, 2016. Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO2. EDIPUCRS, Porto Alegre.

UNFCCC (United Nations – Framework Convention on Climate Change). 2016. The Paris Agreement. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/parisagreement_publication.pdf Acesso em: 25 de maio de 2022.

AVALIAÇÃO DA COMPOSIÇÃO QUÍMICA DO EFLUENTE DA USINA EXPERIMENTAL DE BIOGÁS DA CIDADE UNIVERSITÁRIA DA USP

Alice Akemi Tagima[1]; Bruno Alves Pereira[1]; Alexandre Alves Mendonça[1]; Paulo Roberto Américo da Silva[1]; Túlio Teixeira Sawatani[1]; Júlia Carolina Bevervanso Borba Ferrarese[1]; Samantha Christine Santos[1]; Camila Agner D'Aquino[1]; Ildo Luis Sauer[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

O consumo global exacerbado dos últimos anos levou à exploração de novos caminhos para geração de energia. Uma maneira que tem sido amplamente estudada e aplicada é o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos. Esses passam por digestão anaeróbica feita por microrganismos, resultando em biogás e digestado. O biogás pode ser aplicado para a geração de energia e o digestado para uso no solo como biofertilizante, contendo nutrientes para o solo. O digestado tem sido estudado e aplicado como biofertilizante e tem atingido as expectativas. No Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP) encontra-se a Usina Experimental de Biogás. Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a composição do digestado da Usina Experimental de Biogás da Cidade Universitária da USP e verificar seu potencial uso como biofertilizante. Para essa pesquisa foram necessárias análises físico-químicas: concentração de macro e micronutrientes, concentração de metais pesados e identificação de patógenos. Essas análises seguiram como parâmetro documentos oficiais, como, a Instrução Normativa (IN) do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) e Ministério do Meio Ambiente. Os ensaios apontaram resultados positivos com as concentrações dos elementos dentro dos limites estabelecidos pelas normas federais e com ausência de coliformes fecais.

Palavras-chave: Bioprocesso, Digestado; Biofertilizante; Composto de valor agregado, Biogás.

ABSTRACT

The intensify global consumption of last years has led to the exploration of new ways for energy generation. One way that has been widely studied and applied is the use of urban solid waste. These undergo anaerobic digestion by microorganisms. This process results biogas and digestate. Biogas can be applied for energy generation and digestate for use in the soil as biofertilizer, containing nutrients for the soil. The digestate has been studied and applied as a biofertilizer and has achieved expectations. The Experimental Biogas Plant is located at the Institute of Energy and Environment (IEE) of the University of São Paulo (USP). Thus, the present work aims to evaluate the digestate composition of the Experimental Biogas Plant at Cidade Universitária da USP and verify its potential use as biofertilizer. For this research, physical chemical analyzes were necessary: concentration of macro and micronutrients, concentration of heavy metals and identification of pathogens. These analyzes followed official documents as a parameter, such as the Normative Instruction of the Ministry of Agriculture, Livestock and Supply and the Ministry of the Environment. The tests showed positive results with the concentrations of the elements within the limits established by the federal standards and with the absence of fecal coliforms.

Keywords: Bioprocess, Digestate; Biofertilizer; Value-added compound, Biogas.

1. INTRODUÇÃO

A energia se tornou um elemento valorizado pelo homem, já que é uma peça principal para os processos vitais. Com a manipulação da energia, foi possível desenvolver novas tecnologias, entrando em ápice no período da Revolução Industrial. Essa fase histórica foi marcada pela alta produção de mercadorias (WRIGLEY, 1994). Nesse momento instaurou-se a economia capitalista com produções em excesso, trazendo posteriormente preocupações ambientais devido à grande quantidade de produtos químicos e de utilização de combustíveis fósseis danosos para o meio ambiente.

Esse uso intensivo de energia a partir de fontes fósseis alavancou estudos e pesquisas na direção de possibilitar novas formas de se obter energia

e poupar os recursos naturais. Nesse cenário, a tecnologia do biodigestor ganhou protagonismo. Os conceitos sustentáveis envolvidos no processo de produção de energia por biogás tornaram-no uma das tecnologias mais estudadas e implementadas pelo mundo, entre as fontes renováveis (COELHO *et al*., 2018).

De forma técnica, o biogás é produzido a partir de resíduos orgânicos, como resíduos alimentares, excretas de animais, podas, bagaço de cana-de-açúcar e entre outros, que passam pelo por digestão anaeróbia feita por microrganismos fermentativos (*European Biogas Association*, 2021). Ainda segundo a *European Biogas Association* (2021), o biogás pode ser utilizado na forma de calor, biocombustível, biometano e eletricidade, porém é necessário que ele passe por tratamentos, como limpeza e purificação. Na Figura 1, pode ser observado com maiores detalhes as rotas de operação em um biodigestor com os possíveis usos do biogás e direcionamento do digestado.

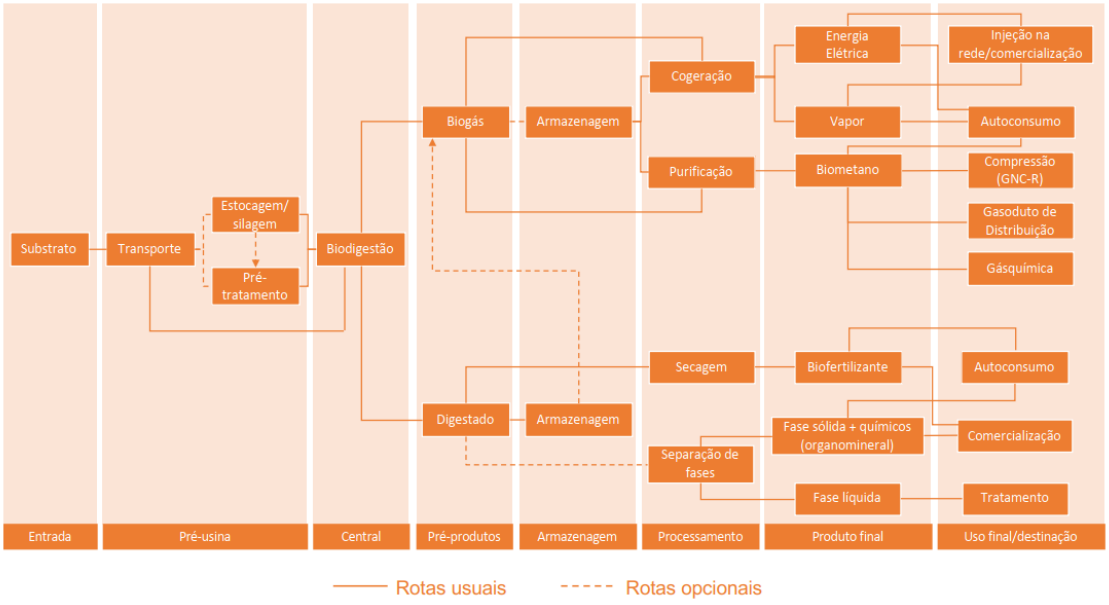


Figura 1 – Cadeia de produção do biogás e seus possíveis usos. Fonte: D'AQUINO (2018).

Segundo Guilayn *et al*. (2019), o digestado é um composto que pode ser separado entre fase líquida e fase sólida. Essa separação é um pós-tratamento

que melhora a qualidade do produto e pode atender as normas regulatórias para seu potencial uso como biofertilizante. Esse material possui na sua composição os elementos que podem ser essenciais ao solo, mas precisam passar por um processo de tratamento, seja físico ou químico (LU e XU, 2021).

O digestado a partir de resíduos alimentares pode apresentar uma composição química variada, pois é uma série de resíduos de determinados locais com suas particularidades, seja a cultura local seja condições socioeconômicas e entre outros fatores (CESARO, 2021). Acima de todas essas particularidades, o importante dessa composição é o alto teor de Nitrogênio, Fósforo, Potássio e outros elementos, que servem de nutrientes para plantas. Dessa forma, pode ser aumentada a produção agrícola maior desenvolvimento vegetativo e ainda pode ser utilizado como defensivo natural (MATOS, 2017). Segundo Silva e Santos (2015), as atividades humanas podem causar danos irreversíveis ao meio ambiente, ocasionando alterações na qualidade da água e solo. Dessa forma, torna-se essencial avaliar a qualidade do material que poderá ser utilizado como biofertilizante.

Da mesma forma que em 2007 houve uma crise com o aumento dos valores de fertilizantes, atualmente vive-se uma crise mundial desse material, causada pelo conflito entre Ucrânia e Rússia (BENITES, POLIDORO, RESENDE, 2010). Na atual crise, não há fornecimento do cloreto de potássio, que é um insumo para fabricação de fertilizante (ELIAS, 2022). Assim, torna-se importante o estudo de aplicação do digestado como biofertilizante em áreas agrícolas.

Foi estudada pela Doutora Camila Agner D'Aquino em sua tese, o potencial de geração de biogás a partir dos resíduos alimentares dos Restaurantes Universitário (RU) do Campus Capital da Universidade de São Paulo. Além desse resíduo, encontra-se a poda, produzindo cerca de mais de 22 mil m^3 por ano. Dessa forma, com esses resíduos, foi estudada a implementação de uma Usina Experimental de Biogás (D'AQUINO, 2018).

Nesse projeto, a Usina foi instalada com uma potência elétrica de 75 kW e constituída por três reatores operacionais, como pode ser visto na Figura 2,

com volume de 430 m^3 cada, dos quais dois tanques são biorreatores e um é tanque de digestado. Destaca-se no local, um motor de cogeração, o qual pode reaproveitar o calor gerado para aquecer os reatores. A Usina contém seu efluente, que é o digestado.

Figura 2 – Usina Experimental de Biogás instalada no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo, Campus Capital.
Fonte: Acervo de fotos do grupo de pesquisa (2021).

Havendo essa necessidade de avaliar o material e a importância de ver qual será o impacto ambiental ao dispô-lo no solo, o objetivo desse presente trabalho é avaliar a composição química do digestado da Usina Experimental de Biogás do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP) e verificar seu potencial uso como biofertilizante, tendo em vista as determinações de Ministério do Meio Ambiente – Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) e Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA). De acordo com a revisão, foi possível encontrar como referência a Instrução Normativa (IN) número 61 do MAPA e a Resolução número 375 do CONAMA de 2006.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para avaliação dos componentes do digestado da Usina Experimental de Biogás do IEE/USP, foram coletadas duas amostras do material do Tanque

Reator 2. Esse Tanque possui 3 pontos de coleta: 0,75 m, 2,25 e 3,75 m, representadas pela Figura 3. Na primeira coleta do material, a Usina estava operando há 2 meses e, na segunda coleta, estava há 7 meses.

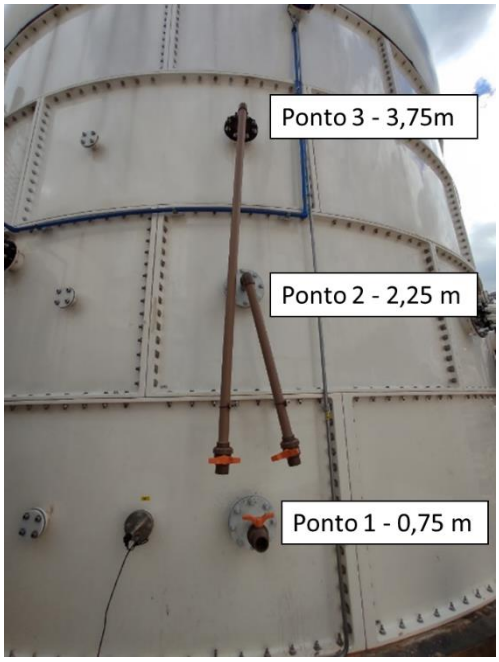


Figura 3 – Pontos de coleta no Tanque 2 do Biorreator da Usina Experimental de Biogás
Fonte: Elaboração Própria (2022).

Para a primeira amostra foi feita a separação da fase sólida e da fase líquida. A fração sólida foi obtida através da secagem em estufa por 105º C em *overnight*, resultando no material apresentado na Figura 4(a). Para a fração líquida, representada pela Figura 4(b), foi realizado o processo de centrifugação no equipamento Cientec CT-6000 a 3000 rpm por 15 minutos. Para a outra amostra não foi feita nenhum tipo de tratamento, sendo apenas analisado o material bruto, representada pela Figura 4 (c).

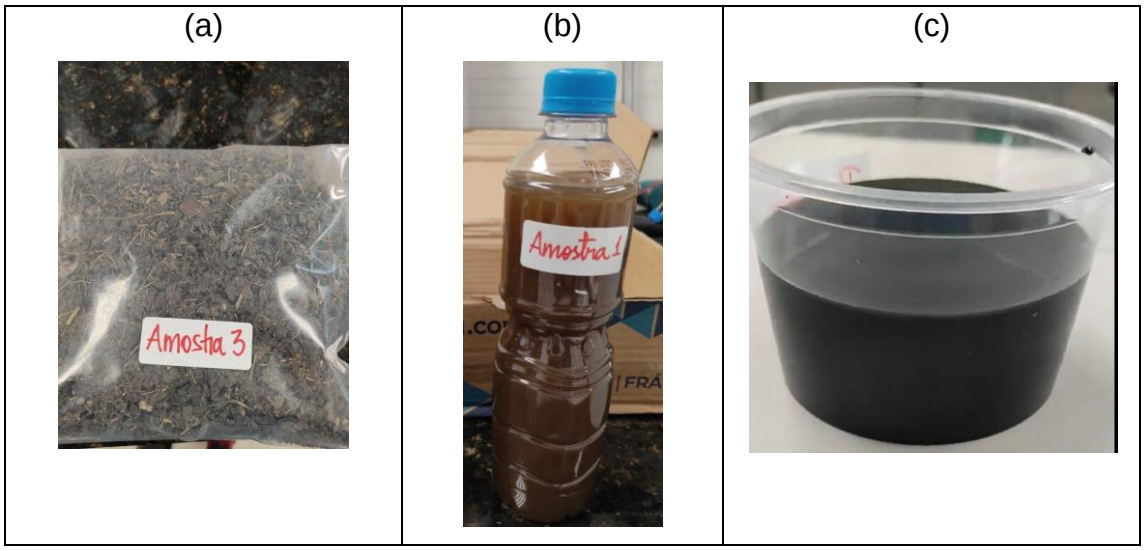


Figura 4 – Amostra sólida (a) e líquida (b) líquida do digestado da Usina Experimental de Biogás

As amostras foram realizadas no Laboratório de Fertilizantes e Corretivos e subprodutos do Departamento de Ciência do Solo, localizado na Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Piracicaba/SP. A metodologia de ensaio para as análises segue o Manual de Métodos Analíticos Oficiais para Fertilizantes e Corretivos do MAPA – 2017, Manual de análises químicas de solos, plantas e fertilizantes – Brasília, DF: EMBRAPA 2009 e o Manual de Análise de Fertilizantes – Piracicaba: FEALQ, 2009. A análise microbiológica foi realizada no laboratório Andrios Assesoria para identificar presença e ausência de *Escherichia coli* totais e *Escherichia coli* fecais, utilizando a metodologia COLItest®, que segue as recomendações da *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (APHA, 2017).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A caracterização do digestado da Usina Experimental de Biogás do IEE está demonstrada na Tabela 1. As porcentagens de sólidos totais e sólidos voláteis estão de acordo com o reportado na literatura (Peng e Pivato, 2019). A análise dos microrganismos *Escherichia coli* foi realizada, sendo a ausência destes patógenos verificada, conforme exigência da Resolução CONAMA nº

375/2006 (BRASIL, 2006), a qual assegura referenciais adequados à saúde e ao meio ambiente.

Segundo a IN nº 61 de 2020 do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (Brasil, 2020), que estabelece as regras sobre definições, exigências e especificações de biofertilizantes destinados à agricultura, os macronutrientes e micronutrientes verificados encontram-se condizentes com a porcentagem mínima para a aplicação foliar. Nitrogênio, fósforo e potássio foram os elementos predominantes na fração sólida do digestado, com valores de 3.71%, 3,82% e 1,14%, respectivamente.

Os metais investigados apresentados na Tabela 2 estiveram abaixo dos limites de detecção apontados pela Resolução CONAMA nº 375/2006 (BRASIL, 2006), nas frações sólida e líquida do digestado da Usina Experimental de Biogás do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

Tabela 1 – Propriedades físico-químicas e caracterização do digestado da Usina Experimental de Biogás do IEE/USP

	1ª amostra (%)		2ª amostra (%)	Referências (%)	IN 61 (MAPA, 2020) (% mín.)
	Fração sólida	Fração líquida	Amostra bruta		
ST (%)	-	1,08	1,7	1,99 - 7,88 (a)	-
SV (%)	-	0,57	0,995	61,7 - 73,6 (a)	-
Nitrogênio (N) Total	3,74	0,106	0,2	1,3 - 12,4 (b)	1
Fósforo (P_2O_5) Total	3,85	0,045	0,070	0,2 - 0,9 (b)	1
Potássio (K_2O) Total	1,15	0,016	0,168	0,6 - 1 (b)	1
Sódio (Na) Total	0,65	0,0175	0,0004	-	-
Cálcio (Ca) Total	1,17	0,046	0,037	4,2 (c)	0,5
Magnésio (Mg) Total	0,32	0,011	0,010	0,324 – 0,429 (c)	0,5
Enxofre (SO_4) Total	0,58	0,021	0,032	0,216 – 0,5 (c)	0,5
Cobre (Cu) Total	0,019	0,000175	0,0002	24,3 (b)	0,02
Ferro (Fe) total	2,335	0,02575	0,0026	0,506 - 0,789 (c)	0,02
Manganês (Mn) Total	0,024	0,000275	0,0003	0,02	0,02
Zinco (Zn) Total	0,35	0,0001	0,0001	0,0056 – 0,03 (a)-	0,1
Carbono Orgânico - via úmida	30,85	0,42	0,24	34,6 (a)	8% sólido; 3% fluído

(a) PENG (2021) ;(b) LU e XU (2021); (c) Jimenez (2020)

Tabela 2 – Resultados das análises de metais pesados do digestado da Usina Experimental de Biogás do IEE/USP comparados a Resolução do CONAMA (2006)

Elementos	1ª amostra (mg/kg)		2ª amostra	CONAMA 2006 (mg/kg base seca)
	Fração sólida	Fração líquida	Fração líquida	
Arsênio	<2,00	<2,00	<2,00	41
Bário	351,21	6,76	<4,00	1300
Cádmio	6,2	<2,00	<2,00	39
Chumbo	59,63	<2,00	<2,00	300
Cobre	188,7	<4,00	<4,00	1500
Cromo	166,81	4,3	<2,00	1000
Mercúrio	<2,00	<2,00	<2,00	17
Molibdênio	9,03	<2,00	<2,00	50
Níquel	50,11	2,02	<0,40	420
Selênio	<4	<4	<4,00	100
Zinco	699,04	5,69	<4,00	2800

Ressalta-se a relevância e importância das verificações realizadas e dos resultados iniciais obtidos para a valorização dos produtos de valor agregado da cadeia produtiva do biogás. No entanto, a constância e o estabelecimento de metodologias na avaliação dos parâmetros analíticos da Usina tornam-se essenciais e deverão ser priorizados para as etapas de validações e de pós-tratamento do digestado, visando o seu uso final e viabilidades econômicas, técnicas e operacionais.

4. CONCLUSÕES

A partir dos resultados da caracterização do digestado, foi possível identificar seus elementos e avaliar sua composição química. Esses resultados se mostraram positivos, pois cumprem com as limitações impostadas pela IN 61/2020 do MAPA e o CONAMA 357/2006. Além de cumprir com as normas, também se assemelha com o material estudado na literatura. Portanto, havendo esse enquadramento, o digestado da Usina pode ser utilizado como biofertilizante.

Diante desse cenário de crise de fertilizantes, torna-se importante haver essa alternativa. Como foi citado anteriormente, não é somente uma crise

envolvendo a Guerra atual, é uma dependência de matéria prima para fabricação de fertilizantes. Ao se encaixar nas características esperada, o digestado pode ser utilizado como biofertilizante, do qual a fração líquida pode ser usada para fertirrigação e a fração sólida como adubo orgânico.

Utilizando esse o digestado como biofertilizante, é evitado o uso de defensivos agrícolas, que possuem componentes e estruturas químicas complexas. Com essas características tóxicas, pode afetar tanto o operador como o consumidor final da produção agrícola. Sendo assim, o digestado possui mais essa vantagem de poder evitar o uso de um produto químico tóxico.

Portanto, a produção de biofertilizante a partir de digestão anaeróbica de resíduos alimentares pode ser incorporado no mercado brasileiro e evitar que possíveis crises afetem a produção agrícola do país. É um produto que possui um alto potencial e deveria ser aplicado, mesmo que tenha processos físico-químicos de separação de fases e encareça o produto. Trata-se de uma independência de matéria prima de produtos importados e reaproveitamento de resíduo orgânico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

APHA, American Water Works Association (AWWA, WEF and APHA). Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 23rd Ed., 2017, 1796 p.

BENITES, Vinicius de Melo; POLIDORO, José Carlos; RESENDE, Álvaro Vilela. Oportunidades para a inovação tecnológica no setor de fertilizantes no Brasil. Boletim Informativo da Sociedade Brasileira de Ciência do Solo, Campinas, p. 18-21, set./dez. 2010.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento/Secretaria de Defesa Agropecuária. Instrução Normativa n° 61 de 8 julho de 2020: “Estabelece as regras sobre definições, exigências, especificações, garantias, tolerâncias, registro, embalagem e rotulagem dos fertilizantes orgânicos e dos

biofertilizantes, destinados à agricultura", publicado no Diário Oficial da União, Brasília, 15 de julho de 2020. Seção 1.

BRASIL, Ministério do Meio Ambiente. CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução n° 375, 29 de agosto de 2006: "Define critérios e procedimentos, para o uso agrícola de lodos de esgoto gerados em estações de tratamento de esgoto sanitário e seus produtos derivados, e dá outras providências.", publicado no Diário Oficial da União, Brasília, 30 de agosto de 2006, Seção 1.

CESARO, Alessandra. The valorization of the anaerobic digestate from the organic fractions of municipal solid waste: Challenges and perspectives. Journal of Environmental Management, v. 280, 2021.

COELHO, Suani Teixeira; GARCILASSO, Vanessa Pecora; JUNIOR, Antônio Djalma Nunes Ferraz; SANTOS, Marilin Mariano dos; JOPPERT, Caio Luca. Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano. Instituto de Energia e Ambiente – Universidade de São Paulo-USP. São Paulo, 2018.

D'AQUINO, Camila Agner. GERAÇÃO DE ENERGIA POR BIOGÁS A PARTIR DE RESÍDUOS ORGÂNICOS: ESTUDO DE CASO DA CIDADE UNIVERSITÁRIA DA USP: ESTUDO DE CASO DA CIDADE UNIVERSITÁRIA DA USP. 2018. 159 f. Tese (Doutorado), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

ELIAS, Juliana. Como crise na Rússia e Belarus encarece os fertilizantes para o Brasil. CNN Brasil Business, publicado em 03 de mar. 2022. Disponível em: < https://www.cnnbrasil.com.br/business/como-crise-na-russia-e-belarus-encareceu-os-fertilizantes-para-o-brasil/>.

EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION (EBA). About biogas and biomethane, 2020. Disponível em:<https://www.europeanbiogas.eu/about-biogas-and-biomethane/>. Acesso em 30 de nov. 2021.

GUILAYN, F.; JIMENEZ, J.; MARTEL, J-L.; ROUEZ, M.; CREST, M.; PATUREAU, D. First fertilizing-value typology of digestates: A decision-making tool for regulation. Waste Management, v. 86, p. 67-79, 2019.

JIMENEZ, Julie; GRIGATTI, Marco; BOANINI, Elisa; PATUREAU, Dominique; BERNET. Nicolas. The impact of biogas digestate typology on nutrient recovery for plant growth: Accessibility indicators for first fertilization prediction. Waste Management, v. 117, p. 18-31, 2020.

LU, Jin.; XU, Suyun. Post-treatment of food waste digestate towards land application: A review. Journal of Cleaner Production, v. 303, p. 127033, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127033>. Acesso em 13 de nov. 2021.

MATOS, Camila Ferreira. Produção de Biogás e Biofertilizante a Partir de Dejetos de Bovinos, sob Sistema Orgânico e Convencional de Produção. 2016. 66 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2016.

SILVA, Marivaldo Cavalcante da; SANTOS, Bismarck Silva. Degradação do córrego Ribeirão dos porcos no município em Ananás - TO. FSA, p. 127-141, 2015.

WRIGLEY, Edward Anthony. “The Classical Economists, The Stationary State, and the Industrial Revolution. In Was the Industrial Revolution Necessary?” Ed. Graeme Donald Snooks, ROUTLEDGE London and New York, 1994.

AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM FUNÇÃO DO TEMPO DE ESTOCAGEM DA ESPÉCIE PROSOPIS JULIFLORA

Anna Beatriz Bencke Brandão[1]; Marta Celia Dantas[1]; Monica Carvalho[1]

[1]*Universidade Federal da Paraíba*

RESUMO

A substituição de combustíveis fosseis, por uma fonte de energia renovável no processo de geração de vapor, é um cenário cada vez mais comum no Nordeste brasileiro, e a espécie algaroba, que há pouco tempo era considerada uma praga invasora, se tornou a protagonista dessa mudança. Um dos aspectos que contribuiu para o aumento da procura da algaroba como fonte de biomassa para geração e cogeração de energia, é a suas excelentes propriedades energéticas. No entanto ainda há muito desperdicio e ineficiência durante o ciclo. Este estudo visa contribuir para otimizar o processo de geração de vapor, avaliando a influência do tempo de estocagem da lenha de algaroba, na eficiência energética do sistema em uma caldeira aquatubular. Foram estudados 5 pátios de secagem com tempos de estocagem de lenha diferentes, e avaliado a eficiência do combustível em função da quantidade de vapor gerada durante a combustão na caldeira. O pátio com maior tempo de secagem obteve o maior coeficiente de vapor específico, ou seja, maior rendimento e eficiência na caldeira. O rendimento foi diretamente proporcional ao tempo de secagem da lenha no pátio. Ficou comprovada a importância do controle e logística com a biomassa que chega na fábrica, gerando um ganho de 61% de eficiência no processo.

Palavras-chave: Energia renovável. Tempo de secagem. Consumo específico de lenha. Algaroba. Energia de Biomassa.

ABSTRACT

The replacement of fossil fuels with a renewable energy source in the steam generation process is an increasingly common scenario in the Brazilian Northeast, and the mesquite species, which not long ago was considered an

invasive pest, has become the protagonist of this change. One of the aspects that contributed to the increase in demand for mesquite as a source of biomass for energy generation and cogeneration is its excellent energy properties. However, there is still a lot of waste and inefficiency during the cycle. This study aims to contribute to optimizing the steam generation process, evaluating the influence of mesquite firewood storage time on the energy efficiency of the system in a water tube boiler. Five drying yards with different firewood storage times were studied, and the fuel efficiency was evaluated as a function of the amount of steam generated during combustion in the boiler. The patio with the longest drying time had the highest specific steam coefficient, that is, the highest efficiency and efficiency in the boiler. The yield was directly proportional to the drying time of the firewood in the patio. The importance of control and logistics with the biomass that arrives at the factory was proven, generating a 61% efficiency gain in the process.

Keywords: Renewable energy., Drying time., Specific consumption of firewood., Mesquite., Biomass Energy

1. INTRODUÇÃO

O uso da Prosopis Juliflora, tem contribuído para o desenvolvimento socioeconômico do semiárido nordestino, uma região a qual possui um elevado índice de pobreza e difíceis condições de cultivos agrícolas (BURNETT 2018), devido a fatores climáticos e características do bioma, no entanto a inserção da comercialização da algaroba como fonte de biomassa para geração de energia, tem dado oportunidade de empregos e desenvolvimento social, uma vez que toda a cadeia produtiva é realizada de maneira manual, devido a características fisiologias da espécie, seu troco sinuoso e irregular, impossibilita a mecanização da extração, proporcionando emprego a milhares de moradores da caatinga e semiárido nordestino.

A algaroba pertencente à família Leguminoseae (Mimosoidae), e é uma espécie tradicionalmente usada para fins madeireiros e forrageiros (Silva et al., 2012), dada a sua resistência à seca e boa adaptação às condições adversas. A

algaroba é bastante utilizada para fins energéticos em indústrias cerâmicas (CARVALHO; SILVA, 2018).

Estudos afirmam que a estocagem ao livre de toras para energia é eficaz, aumentando a eficiência energética no processo de combustão (Horberg 2007) e (Bandara et.al., 2020). Quanto maior for o tempo de estocagem, menor será o teor de umidade da biomassa armazenada, e haverá um aumento do poder calorifico útil no processo de combustão da biomassa, aumentando assim a eficiência do combustível (Zanuncio et.al., 2014).

Durante o processo de combustão da lenha na caldeira de biomassa, o teor umidade interfere diretamente no poder calorifico útil (PCI) do combustível, pois parte da energia que seria direcionada para o processo de geração de vapor, será despendida para evaporar a água contida na biomassa, reduzindo assim a eficiência do combustível (KLAVINA 2021). Quanto menor for o teor de umidade da biomassa, maior será o PCI, por essa razão ao manter pátios de armazenamento de biomassa há um aumento da entalpia do combustível, entalpia é a energia em forma de calor disponível no material (Correia et.al., 2019)

Reconhecendo a importância do armazenamento e secagem da biomassa para geração de energia, este trabalho foca no estudo da Algaroba (Prosopis juliflora), espécie que possui pequena exigência em água e comprovada capacidade de se desenvolver em solos de baixa fertilidade. O objetivo desse estudo é investigar a interferência do tempo de estocagem ao ar livre da lenha de algaroba, na eficiência desta biomassa no processo de geração de vapor em uma caldeira aquatubular.

Estudos anteriores já validaram a algaroba como uma espécie promissora para fins energéticos, (Fonseca et.al., 2020), (Carneiro et.al., 2021), existem trabalhos que avaliam a melhoria da eficiência da biomassa em decorrência do tempo de estocagem das espécies de Pinus (Guedes et.al., 2020), Eucalipto, (DA ABREU NETO, R. et al., 2021), Bracatinga (Klitzke 1998), Bambo (CHEN et al., 2021), entre outras, no entanto, este estudo é o pioneiro em realizar esta

avaliação com a espécie Prosopis Juliflora, conhecida popularmente como Algaroba.

2. MATERIAIS E METODOS

2.1 Estudo de Caso

O presente estufo foi realizado na Conpel Companhia Nordestina de Papel, que fica no Municio do Conde na Paraíba. A indústria fabrica papel reciclado e está presente no mercado há mais de 50 anos. Há dois anos instalou uma caldeira Aquatubular para alimetar a demanda de vapor de cerca de 200 ton diária para seu processo industrial.

A lenha chega na indústria com uma variação de diâmetro de 5cm a 50cm e com uma variação de comprimento de 1m a 1,30m. Essa lenha foi organizada e empilhada em 5 pátios dimensionados para seu armazenamento. Cada pátio de estocagem foi identificado por cores e números. As pilhas tinham espaçamento de 60cm, altura de 3m e comprimento variava de acordo com o espaço disponível em cada pátio.

O estudo foi realizado no período de junho a setembro de 2021, o período de chuvas na região do Conde PB ocorre entre março a julho, e o período de seca entre agosto à fevereiro. Segundo dados do Cimate-Data.org 2021, a umidade relativa do ar média foi de 81%, temperatura média de 24.3 ºC, pluviosidade média de 97mm e média de horas de sol de 6,1 diariamente, no intervalo o qual o estudo foi realizado.

2.2 Descrição do Experimento

O experimento foi realizado em escala industrial, sendo utilizado parâmetros de consumo real da empresa. A figura 1, demonstra a divisão de 1.352,95 ton de lenha de algaroba, em 5 Pátios de secagem. Cada um dos pátios fora organizado obedecendo ao espaçamento de 60cm entre as pilhas para promover a circulação de ar.

Figura 1 – Pátios de Secagem

Para definir o coeficiente específico de lenha, para o tempo 0 dias de estocagem, foi selecionada uma carga que havia sido cortada há 5 dias, à esta carga, foi atribuído a nomenclatura “pátio branco”. Esta seleção é importante, pois na operação industrial de lenha, existem cargas que são cortadas e ficam até 30 dias na floresta energética, antes de ser enviada para indústria, esse fato poderia interferir nos resultados.

A figura 2, ilustra a caldeira de geração de vapor, é do modelo aquatubular, fabricada por Dedine em 1979, trabalha com vapor saturado, com pressão de trabalho de 13,5 kg/cm2, capacidade de 15 toneladas de vapor por hora.

Figura 2 – Caldeira Aquatubular

Para o cálculo e determinação do coeficiente específico de lenha de cada pátio, foi inserido na caldeira o volume de lenha armazenado em cada pátio de secagem e apurado, através do medidor de vazão de vapor acoplado a caldeira, a quantidade de vapor gerada, no intervalo de tempo o qual a lenha estava sendo queimada. A Equação 1, determina o coeficiente específico de lenha.

Equação 1 $$N = \frac{Tl}{Tv}$$

Onde

N = coeficiente específico de lenha

Tl = toneladas de lenha inseridas na caldeira (ton)

Tv = toneladas de vapor produzidas pela caldeira (ton)

Os valores Tl e Tv são levantados na mesma janela de tempo.

Para determinação do coeficiente específico de lenha “N”, do pátio branco, que representa a lenha que não fica armazenada no pátio de estocagem, foi inserida uma carga que recém chegou na fábrica, direto na caldeira de geração de vapor e seguiu o mesmo procedimento, para determinação do coeficiente específico de lenha.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A tabela 1 apresenta os resultados coletados do tempo em dias que cada pátio de lenha ficou armazenado, a quantidade de lenha contida neles e a quantidade de vapor que cada um gerou respectivamente.

Tabela 1 – Coleta de Dados

Pátio	Dias de Estocagem	Lenha (ton)	Vapor (ton)	Coeficiente Específico de lenha
Branco	0	27	65	2,41
Cinza	38	581	1624	2,79
Verde	49	487	1506	3,09
Azul	57	235	763	3,25
Rosa	90	23	90	3,89

A figura 3, demonstra a variação da eficiência energética da biomassa, em função dos dias que fica armazenada no pátio de secagem. É notado um aumento expressivo da eficiência da biomassa, com o passar dos dias que permanece armazenada.

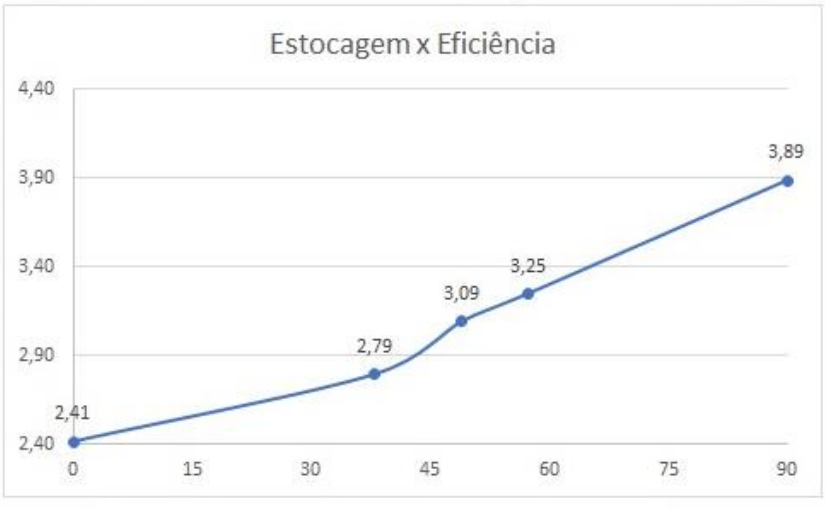


Figura 3 – Relação do tempo de estocagem x Coeficiente Específico de Lenha

Nos primeiro 38 dias de estocagem o aumento da eficiência energética do combustível é pequena, apenas 14%, a partir de 40 dias é perceptível a mudança expressiva na inclinação da reta, aumentando a eficiência energética da lenha em 33% para 60 dias de estocagem. (Stution 1990), que estuda a espécie Bracatinga, encontrou um comportamento de eficiência muito similar ao da Algaroba, tendo esse aumento expressivo de eficiência após 30 dias de estocagem. Um dos fatores que possa explicar essa semelhança, é o fato das espécies serem parecidas anatomicamente.

(Humberto et.al., 2021), em seu estudo com a espécie de Eucalipto encontrou valores que divergem dos resultados apontados nesse trabalho, sendo que o aumento da eficiência em relação ao tempo de estocagem ocorreu de maneira uniforme, não tendo uma variação expressiva próxima de 30 dias. (Resende et.al., 2018), aborda em seu estudo a influência das características anatômicas de cada espécie, no comportamento e na velocidade de secagem da madeira, a densidade básica do Eucalipto é em torno de 450 kg/cm3 e teor de umidade inicial 110% na base seca, a Algaroba, no entanto, tem a densidade básica em torno de 980 kg/cm3 e umidade inicial 61% base seca, estas propriedades podem ter influenciado na variação dos resultados encontrados.

A espécie de pinus abordada no estudo de (Tomczak et.al., 2020) atingiu um comportamento semelhante ao encontrado nas espécies de Eucalipto, provavelmente a semelhança anatômica das espécies influencia nesse resultado.

Nesse estudo foi evidenciado, a interferência positiva que o tempo de estocagem acarreta ao aumento da eficiência energética do combustível. Foi observado que quanto maior for o período estocado, maior será a eficiência energética da biomassa. Isso ocorre, pois, a lenha armazenada ao ar livre perde umidade, e quanto menor for a umidade da lenha no momento da combustão na caldeira de biomassa, e maior será seu poder calorifico no processo de geração de vapor.

Um fato importante observado durante o período de armazenamento da lenha, foi a perda de massa que iniciou com cerca de 45 dias de estocagem. Na

figura 4, é possível observar o ataque dos agentes xilófagos na lenha, esse fato, deve ser levando em consideração para dimensionar o tempo ideal de estocagem do material.

Figura 4 – Ataque de agentes xilófagos

A variável perda de massa também deve ser levada em consideração para entender e definir um tempo ótimo de secagem, visando a melhor eficiência do processo. Espécies da caatinga (Carlos et.al., 2021), foram avaliadas quanto ao ataque de agentes xilófagos em 3 meses foram observados perda de massa inferior a 10%.

Para um tempo de secagem de 90 dias houve uma redução de 61% de consumo de biomassa para gerar o vapor necessário para o processo produtivo da indústria em questão. Isso acarretou uma economia de recursos financeiros expressiva, considerando uma geração de vapor de cerca de 5.500 toneladas por mês. Esse procedimento também poupou o desperdicio de biomassa e promoveu a inclusão social, visto que o processo de empilhamento da lenha da espécie algaroba é realizado manualmente, por questões anatômicas da espécie.

4 CONCLUSÃO

Armazenar a lenha é uma maneira de aumentar a entalpia do combustível, pois este processo reduz a umidade da biomassa estocada, promovendo um aumento do poder calorifico útil e aumentando expressivamente a eficiência energética do processo de geração de vapor.

Há uma variação no comportamento do aumento da eficiência da biomassa, entre diferentes espécies. Essa variação é importante ser avaliada, para identificar o tempo ideal de secagem de cada espécie em questão, pois essa definição envolve aspectos econômicos, técnicos e ambientais.

Apesar de ser observado o ataque de agentes xilófagos a partir de 45 dias de estocagem, o tempo de 90 dias ainda é vantajoso, pois mesmo com a perda de massa observada nas pilhas de secagem, houve um aumento do rendimento da lenha na caldeira, acarretando uma eficiência maior.

Diante disso, por meio dos resultados interpretados e discutidos, é notável a contribuição do tempo de estocagem da lenha nos pátios, para aumentar a eficiência do combustível no processo de queima na caldeira de biomassa. Gerando assim a redução da quantidade de biomassa necessária para gerar o vapor demandado para atender o processo produtivo da indústria, além de contribuir para redução de gases de efeito estufa, conservação dos recursos naturais e benefícios socioeconômicos.

Sugestões para trabalhos futuros – Avaliar a influência da perda de massa ao longo do período de estocagem, realizar curvas de secagem em função do período de estocagem e estações do ano.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BANDARA, Weerasooriya Arachchilllage Rangika Thilaksri Wijayakoon; RANASINGHE, Oshadi Ruwanthika; VLOSKY, Richard. Evaluation the energy production potential of aggressively invasive Prosopis juliflora Sw (Fabacea): an emerging threat in the Bundala Ramsar Wetland. 2020.

BURNETT, A. DESENVOLVIMENTO REGIONAL: O CASO DA TECNOLOGIA DA ALGAROBA NO SEMIÁRIDO. Revista Ambivalências, v. 6, n. 11, p. 268-291, 2018.

CARLOS, Líllia Kaliany Campos; DIODATO, Marco Antonio; CASTRO, Vinicius Gomes. Durabilidade natural de cinco espécies madeireiras da Caatinga em ensaio de deterioração em campo aberto e natural. Advances in Forestry Science, v. 8, n. 3, p. 1527-1534, 2021.

CARNEIRO-JUNIOR, José Airton de Mattos et al. Valorization of Prosopis juliflora Woody Biomass in Northeast Brazilian through Dry Torrefaction. Energies, v. 14, n. 12, p. 3465, 2021.

CARVALHO, M. et al. Urban pruning waste: carbon footprint associated with energy generation and prospects for clean development mechanisms. Revista Árvore, v. 43, 2018.

CORREIA, Jornandes Jesús; OLIVEIRA, Wanderson Costa. A definição de'entalpia'em livros didáticos. Revista Binacional Brasil-Argentina: Diálogo entre as ciências, v. 8, n. 1, p. 327-353, 2019.

DA ABREU NETO, R. et al. A technical note on the effect of log length on the drying of Eucalyptus urophylla. Australian Forestry, p. 1-7, 2021.

FONSECA, Clécio Maynard Batista da et al. Potencial energético do carvão do Ziziphus joazeiro (Martius) e da Prosopis juliflora (Sw.) DC. Ciência Florestal, v. 30, p. 613-619, 2020.

GUEDES, Taiane Oliveira et al. Cutting energy required during the mechanical processing of wood species at different drying stages. Maderas. Ciencia y tecnología, v. 22, n. 4, p. 477-482, 2020.

KLAVINA, Agate; SELEGOVSKIS, Raimunds. INFLUENCE OF WOOD CHIP QUALITY ON BOILER HOUSE EFFICIENCY, 2021.

KLITZKE, Ricardo Jorge. Avaliação do carvão da bracatinga (Mimosa scabrella Bentham) em função da idade, do teor de umidade da madeira e da temperatura final de carbonização. 1998.

RESENDE, Rafael T. et al. Air-drying of eucalypts logs: genetic variations along time and stem profile. Industrial Crops and Products, v. 124, p. 316-324, 2018.

SILVA, L.A. et al. Cinética da secagem de grãos de algaroba. Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais, Campina Grande, v. 14, p. 535-542, 2012.

STURION, José Alfredo; TOMASELLI, Ivan. Influência do tempo de estocagem de lenha de bracatinga na produção de energia. Embrapa Florestas-Artigo em periódico indexado (ALICE), 1990.

TOMCZAK, Karol; TOMCZAK, Arkadiusz; JELONEK, Tomasz. Effect of Natural Drying Methods on Moisture Content and Mass Change of Scots Pine Roundwood. Forests, v. 11, n. 6, p. 668, 2020.

ZANUNCIO, Antonio José Vinha et al. Secagem ao ar livre da madeira para produção de carvão vegetal. Floresta e Ambiente, v. 21, p. 401-408, 2014.

ANÁLISE COMPARATIVA DE MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM UMA EDIFICAÇÃO COMERCIAL NO SEMIÁRIDO POTIGUAR

Keliany da Silva Lima[1]; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella[1]

[1]*Universidade Federal Rural do Semi-Árido*

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar um restaurante classificado como edificação comercial na cidade de Mossoró – RN e avaliar a sua eficiência energética aplicando as metodologias RTQ-C e INI-C. Para o RTQ-C foi utilizado o método prescritivo, através de cálculos orientados por parâmetros do regulamento, associados às características da edificação. Já para o INI-C foi utilizado o método simplificado, através de metamodelos baseados em redes neurais artificiais. Após as análises da envoltória, sistema de iluminação e sistema de condicionamento de ar, foi apresentada a classificação geral para cada método, conclui-se que a classificação geral para os dois métodos resultou no Nível B, porém o método simplificado do INI-C mostrou-se mais representativo.

Palavras-chave: Edificações eficientes, Desempenho, Eficiência energética.

ABSTRACT

This work aims to analyze a restaurant classified as a commercial building in the city of Mossoró - RN and evaluate its energy efficiency by applying the RTQ-C and INI-C methodologies. For the RTQ-C, the prescriptive method was used, through calculations guided by regulation parameters, associated with the characteristics of the building. For the INI-C, the simplified method was used, through metamodels based on artificial neural networks. After the analysis of the envelope, lighting system and air conditioning system, the general classification for each method was presented, it is concluded that the general classification for both methods resulted in Level B, however, the simplified INI-C method proved to be more representative.

Keywords: Efficient buildings, Performance, Energy efficiency.

1. INTRODUÇÃO

Em 2003 foi criado o PROCEL Edifica que avalia a eficiência de edificações em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO. Entre 2009 e 2013 foram publicados os Regulamentos Técnicos da Qualidade – RTQs, e recentemente, o PROCEL Edifica e a Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC desenvolveram uma nova proposta de avaliação denominada INI - Instrução Normativa Inmetro (LAMBERTS; DUTRA; PEREIRA, 1997). Sendo assim, o presente trabalho realizará um estudo de caso analisando um restaurante na cidade de Mossoró/RN, categorizado como edificação comercial, onde serão aplicadas as metodologias de avaliação RTQ-C e INI-C, com a finalidade de obter a classificação de desempenho através de cada método mencionado e analisar as diferenças entre o processo de desenvolvimento da avaliação.

2. REGULAMENTO TÉCNICO DE QUALIDADE – RTQ E INSTRUÇÃO NORMATIVA INMETRO – IN

Em 2009, a Eletrobrás[1], em parceria com o INMETRO publicou os RTQs como método de avaliação para etiquetagem do nível de eficiência energética de edificações. Os regulamentos foram elaborados em dois tipos, RTQ-R, para edificações residenciais, e RTQ-C, para edifícios comerciais, de serviços e públicos. Conforme o INMETRO (2013), no RTQ-C são estabelecidos critérios para avaliar o desempenho de edificações segundo três sistemas: envoltória, sistema de iluminação e sistema de condicionamento de ar, visando a obtenção da eficiência energética em conjunto com o conforto ambiental da construção.

Para a edificação ser elegível à etiquetagem, é necessário o cumprimento de pré-requisitos gerais para cada nível de “A” à “E”. Dependendo do nível desejado para o edifício, também são exigidos pré-requisitos específicos

[1] ELETROBRAS/PROCEL; INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial; CB3E - Centro Brasileiro de eficiência energética em edificações. Manual para etiquetagem de edificações públicas: gestor público. Florianópolis, 2014.

destes três sistemas. Existem também bonificações que são concedidas às iniciativas que somem eficiência à edificação. O RTQ-C apresenta duas possibilidades para avaliação dos edifícios: através do método prescritivo e por simulação computacional do desempenho termo energético, que compara o desempenho do edifício proposto para ser etiquetado (real) com um edifício similar (de referência), cujas características devem estar de acordo com o nível de eficiência pretendido (FOSSATI; LAMBERTS, 2010). Neste método não é considerada a ventilação natural, nem consumo de equipamentos.

Foram constatadas algumas limitações relacionadas ao atual método prescritivo do RTQ, e através de consultas à literatura e segundo Costenaro (2019), é evidenciada a falta de representação por volumetria da edificação; o uso de parâmetros ponderados para toda edificação; a necessidade de levantamento de dados não significativos na avaliação; o fato de não considerar influências do entorno edificado; o uso de apenas um padrão de carga térmica interna e padrão de uso e ocupação, não considerando a influência da limitação natural e ventilação natural. Assim, tornou-se necessária a atualização do RTQ-C propiciando o desenvolvimento de um novo método de avaliação que leva em consideração o consumo de energia primária dos sistemas avaliados.

3. METODOLOGIA E RESULTADOS

A edificação comercial analisada trata-se de um restaurante localizado em Mossoró/RN, construído em 2020. Possui apenas térreo, o pé-direito é de 4,0 m, a fachada principal está na direção sudoeste, com sombreamento da fachada sudeste devido aos edifícios adjacentes. O restaurante em estudo apresenta áreas de circulação, quatro banheiros, loja, sala para administração/depósito, cozinha, espaço de churrasco e um amplo pátio para realização das refeições, denominado de churrasqueira no projeto.

3.1 RTQ-C: Classificação Geral, Envoltória, Sistema de Iluminação, Sistema de Condicionamento de Ar, Bonificações e Resultado da Classificação Geral

Para receber nível “A”, a edificação precisa atender aos pré-requisitos gerais: possuir circuito elétrico separado por uso final e fazer uso de sistemas eficientes de aquecimento de água. Ambos atendidos, pois por não possuir aquecimento de água, este último pré-requisitos geral não se aplica. Na classificação geral as avaliações parciais recebem pesos: 0,3 para envoltória, 0,3 para o sistema de iluminação e 0,4 para o sistema de condicionamento de ar, previstos no RTQ-C (INMETRO, 2013). As avaliações parciais fornecerão o equivalente numérico (EqNum) respectivo que irá definir a classificação geral da edificação. As classificações final e parciais são apresentadas na Etiqueta Nacional de Conservação de Energia – ENCE.

As propriedades térmicas e características de desempenho dos materiais foram consideradas segundo a NBR 15550-20. Os ambientes foram classificados em áreas de permanência prolongada e transitória. As paredes internas e externas são compostas por blocos de cimento com 9 cm de espessura e um forro seguindo o modelo 13 presente no regulamento (INMETRO, 2013). A cidade potiguar está localizada na zona bioclimática 7[2]. O cálculo da eficiência foi automatizado através de uma ferramenta online chamada de *Web Prescritivo*[3], uma plataforma criada pelo Laboratório de Eficiência Energética em Edificações da Universidade Federal de Santa Catarina – LABEEE/UFSC, resultando na classificação Nível C obtida com EqNumEnv = 3.

[2] Consulta em ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 15220-2: Desempenho térmico de edificações. Parte 2: Métodos de cálculo de transmitância térmica, da capacidade térmica, do atraso térmico e do fator solar de elementos e componentes de edificações. Rio de Janeiro, 2008.

[3] Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/webprescritivo/index.html>. Acesso em: 14 out. 2020.

Os pré-requisitos para o sistema de iluminação são divisão de circuitos, contribuição de luz natural e desligamento automático do sistema de iluminação. Todos os ambientes possuem controles de acionamento da iluminação para ambientes distintos, exceto o ambiente denominado churrasqueira e uma área de circulação. A administração/depósito e um banheiro não recebem contribuição de luz natural, logo esses ambientes não atendem ao nível A. Os ambientes não possuem desligamento automático do sistema de iluminação artificial, pois nenhum desses possui mais de 250 m². Sendo assim, considera-se que este pré-requisito está atendido. A escolha da metodologia de avaliação dependerá das atividades desenvolvidas na edificação e nesse estudo será utilizado o método de atividades, pois utiliza mais de três atividades principais. Para determinar a classificação, os dados foram inseridos na interface *online*, relacionando os pré-requisitos específicos com a potência de iluminação e área dos ambientes. A classificação obtida para a iluminação do edifício juntamente com os dados mencionados anteriormente para cada ambiente, atingiu o Nível B com EqNumDPI = 3,83.

Para obter o Nível A de eficiência para o condicionamento de ar é preciso que o requisito mínimo de isolação de tubulação seja atendido, conforme consulta à Tabela 5.4 disposta no RTQ-C (INMETRO, 2013). Será utilizado o método de condicionadores de ar do tipo janela e do tipo split com eficiência avaliada pelo PBE/INMETRO. Essa avaliação aplica-se somente aos Ambientes Condicionados (AC) com permanência prolongada. tem-se a classificação do sistema de condicionamento de ar, relacionado aos parâmetros mencionados e à Área Útil (AU) do edifício. A classificação obtida foi Nível A e EqNumCA = 5.

Após justificar e comprovar o aumento da eficiência da edificação, as bonificações podem aumentar em até um ponto na classificação geral (INMETRO, 2013). Neste trabalho será utilizado equipamento de racionalização do uso de água. A edificação possui estimativa de população de seis funcionários e uma média de 60 visitantes por dia. O consumo diário de referência encontra-se na Tabela 1 (Autoria própria).

Tabela 1 – Consumo Diário De Água De Referência

Funcionários				
Equipamento	**Usuário**	**Uso/ dia**	**Cons. Equip[4] (L)**	**Consumo (L)**
Vaso sanitário	6 Masc.	3	6,08[a]	109,44
Torneira do banheiro	6 Masc.	3	2,10[b]	37,8
Pia da churrasqueira	6 Masc.	1	2,10[b]	12,6
Visitantes				
Vaso sanitário	30 Masc.	0,1	6,08[a]	18,24
	30 Femin.	0,5	6,08[a]	91,2
Torneira do banheiro	30 Masc.	0,5	2,10[b]	63
	30 Femin.			
TOTAL				**332,28**

O consumo diário de referência da edificação é de 332,28 litros. Com o emprego do duplo acionamento nos vasos sanitários a vazão será de 3 L/dia (litros por dia) e 6 L/dia. Sendo assim, o novo consumo de água estimado é de 257,4 litros. Conclui-se que o emprego do equipamento representa a redução de aproximadamente 22,5% no consumo de água. Este dado também foi inserido no *Web Prescritivo* (LABEEE/UFSC, 2013), pois tem influência na classificação geral.

De posse das variáveis é possível calcular a Pontuação (PT) de 0 a 5 que identifica a classificação geral do edifício. Com base em [11], foi considerado o percentual de horas de conforto – POC para ambientes não condicionados ventilados naturalmente entre 60% ≤ POC < 70%, determinando um EqNumV = 3. A partir da inserção na ferramenta *online*, e em posse de dados como Área útil dos ambientes de permanência transitória, desde que não condicionados (APT) e a Área útil dos ambientes não condicionados de permanência prolongada (ANC) foi possível obter PT = 4,10 que classifica a edificação em Nível B.

[4] Nota: (a) Cálculo do consumo segundo padrões de uso do Tabela M2 e vazões da Tabela M2 (INMETRO, 2013). (b) Para uma vazão 0,14 por 15 segundos (INMETRO, 2013).

3.2 INI-C: Envoltória, Sistema de Iluminação, Sistema de Condicionamento de Ar, Equipamentos e Resultado da Classificação Geral

No método simplificado são obtidos, a partir dos metamodelos, os valores de consumo de energia anual com refrigeração dos ambientes para as duas versões, real e de referência, e estes valores são correlacionados para definição da classificação de desempenho[5]. Inicialmente é necessário definir a tipologia da edificação e a divisão das zonas térmicas, que podem ser internas ou perimetrais. As zonas devem ser definidas apenas para áreas condicionadas, os dados são verificados nos requisitos mínimos presentes no INI-C (BRASIL, 2018). A tipologia adequada é a de edificações de alimentação. As zonas térmicas foram divididas de acordo com os parâmetros que as definem e suas áreas foram calculadas. As zonas perimetrais são limitadas em espaços de 4,5 m de profundidade. Quando a largura ou o comprimento do espaço a ser analisado for inferior à 9,00 m, têm-se apenas zonas perimetrais. Ao todo, foram consideradas 6 zonas térmicas.

A envoltória, assim como a edificação, é avaliada sob duas condições: real e de referência, porém nessa etapa é comparada a Carga Térmica (CgTT) anual de resfriamento. A estimativa de carga térmica é realizada através da inserção de dados no metamodelo *online*. Através dessa interface é possível prever a CgTT para a condição real ($CgTT_{REAL}$) e para a condição de referência ($CgTT_{REF}$) inserindo os dados previstos no regulamento. Os valores de referência da envoltória estão presentes na Tabela 2 (Adaptado do INI-C, 2018).

[5] Disponível em: <http://cb3e.ufsc.br/etiquetagem/desenvolvimento/atividades-2012-2016/trabalho-1/pesquisas>. Acesso em: 15 jun. 2020.

Tabela 2 – Valores De Referência Da Envoltória

Parâmetros	Condição real[6]	Condição de referência
PAF (%)	15,75[a] 11,81[b]	40
Parede	Bloco de cimento com dois furos (9cm)	Argamassa interna (2,5cm), bloco cerâmico furado (9cm), argamassa externa (2,5cm)
Upar (W/m²K)	3,32	2,39
αPAR	0,715	0,5
CTpar (kJ/m²K)	105	150
Cobertura	Telha de fibrocimento, câmara de ar (>5cm) e forro de gesso (3cm)	Telha de fibrocimento, câmara de ar (>5cm) e laje maciça de concreto (10cm)
Ucob (W/m²K)	1,94	2,06
αCOB	0,5	0,8
CTcob (kJ/m²K)	32	233

Calculadas as cargas $CgTT_{REAL}$ e $CgTT_{REF}$, obtêm-se o coeficiente de redução da carga térmica anual da classe D para a classe A. A cidade de Mossoró encontra-se no grupo climático 22[7] e como visto no RTQ-C, possui um FF de 0,44. Assim encontra-se $CRCgT_{D-A}$ = 0,12. Com a inserção dos dados no metamodelo obteve-se uma $CgTT_{REF}$ = 19.296,80 kWh/ano para a condição de referência. Em seguida é realizado o cálculo do intervalo, que resulta em i = 771,87, utilizado para definir os limites para o nível de eficiência da envoltória (BRASIL, 2018). O valor obtido na condição real foi $CgTT_{REAL}$ = 18.565,12 kWh/ano, classificando a envoltória no Nível D.

Os pré-requisitos para etiquetagem nível A do sistema de iluminação na INI-C são os mesmos do RTQ-C. Inicialmente identifica-se as atividades dos ambientes, depois, determina-se a Área Iluminada (AI) da edificação para cada atividade e em seguida, multiplica-se a AI de cada atividade pela Densidade de Potência de Iluminação (DPIL) para encontrar a Potência Limite da atividade (PL). Baseado no método das atividades, encontra-se na Tabela 3 (Adaptado do RTQ-C, 2013) a AI para cada ambiente passível de avaliação, juntamente com o DPIL para nível A e nível D.

[6] Nota: (a) Para a orientação SE na zona 5; (b) Para a orientação SO na zona 6.
[7] ASSIS, Thiago. [Planta baixa]. 04 ago. 2020. 12:19. 1 mensagem de texto.

Tabela 3 – Área De Ambientes E Seus Limites Máximos De DPIL

Ambiente(s)	Atividade exercida	Área (m²)	DPIL Nível A (W/m²)	DPIL Nível D (W/m²)
Loja	Restaurante - salão	66	7,65	15,36
Administração	Depósito	30,8	4,95	8,00
Cozinha e espaço para churrasco	Cozinha	75,35	11,40	17,12
Circulações	Circulação	13,67	7,10	11,36
Banheiros	Banheiros	14,4	9,15	13,73

Somam-se as potências e, determina-se a potência limite total para a condição de referência D, que será equivalente à Potência Total Instalada (PIT_{REF}). O mesmo procedimento deve ser realizado para a condição equivalente à classe A (PIT_A) (INI-C, 2018). O Consumo do Sistema de Iluminação (CIL) da edificação, será determinado pelo valor da sua Potência Instalada Total (PI_T) (INI-C, 2018), que relaciona as horas de uso (h) e os dias de ocupação ao ano (Nano). Por fim, é determinado o intervalo para possibilitar a classificação do nível de eficiência. Realizado o cálculo da potência instalada de iluminação foi possível obter o Nível A para o sistema de iluminação. O pátio descoberto que permite a ventilação natural configura ambiente externo, logo, a iluminação do ambiente “churrasqueira” não faz parte da avaliação do sistema de iluminação. Já as áreas de permanência transitória estão dispensadas de apresentar a divisão dos comandos de iluminação, logo a classificação não está limitada por este requisito não atendido no ambiente de circulação. Por fim, CIL_{REF} = 8.128,8 kWh/ano e CIL_{REAL} = 1.957,2 kWh/ano, utilizando 8 horas de uso e 350 dias de ocupação ao ano. Calcula-se a média de eficiência dos condicionadores de ar, resultando em uma eficiência média de 4,1, isto classifica o sistema como classe A. Ademais verificou-se os requisitos mínimos para validar essa classificação. A verificação foi realizada *in loco*. O cálculo obteve CCA_{REAL} = 4.528 kWh/ano e CCA_{REF} = 7.147 kWh/ano, utilizando uma média de eficiência de 2,7 para a classe D na condição de referência.

O Consumo de energia elétrica de Equipamentos (CEQ) é determinado pela multiplicação da Potência Instalada do equipamento (Pi) e o tempo de uso da edificação (INI-C, 2018). Resultou em um CEQ = 28.945 kW/ano. Já o

Consumo em Energia Primária (CEP) da edificação em sua condição real e de referência é definido pela soma do Consumo Estimado de Energia Elétrica (CTE_E) e Consumo Estimado de Energia Térmica (CTE_T), multiplicados por seus respectivos fatores de conversão: fcE = 1.6 e fcT = 1.1. Após o cálculo do CEP da condição real e de referência, calcula-se o percentual de redução do consumo de energia primária da edificação em sua condição real e sua condição de referência, resultando em $PRCEP_{REAL-D}$ = 20 %. Para um FF = 0,44, tem-se que Coeficiente de Redução do Consumo de Energia Primária da classe D para a classe A, $CRCEP_{D-A}$ = 0,23 com base no grupo climático 22. Sendo assim, i = 5.424,4 e foram comparados os valores da condição real com os valores limites, classificando a edificação ao Nível B em eficiência energética. Vale salientar que como não existe aquecimento de água e nem geração de energia elétrica renovável, tem-se CAAE e GEE nulos.

3.3 Análise Comparativa das Metodologias

A classificação da envoltória no RTQ-C foi limitada pelo requisito mínimo de desempenho da cobertura, em termos práticos, a baixa isolação térmica da cobertura influencia no desempenho geral da edificação. Caso seja realizado a troca do material do telhado, a classificação sobe para nível B. Ou se também for utilizada uma tinta com menor absortância solar, será possível atingir o nível “A”. A Tabela 4 (Autoria própria) apresenta a comparação dos níveis obtidos em cada sistema e para a classificação geral por meio das duas metodologias.

Tabela 4 – Comparação Das Metodologias RTQ-C e INI-C

Metodologia	Envoltória	Iluminação	Condicionamento de ar	Geral
RTQ-C	C	B	A	B
INI-C	D	A	A	B

Analisando a avaliação da envoltória do INI-C, nota-se um considerável aumento de parâmetros, considerações sobre o piso, a existência de contato

com o solo e a aplicação de isolamento térmico, bem como sobre a capacidade térmica da cobertura. Existe ainda a influência de equipamentos elétricos e horas de ocupação, orientação solar e outros fatores, dados que corroboram com o aumento considerável da carga térmica. Houve aumento do nível no sistema de iluminação, a justificativa para tal pode ser apontada pelo maior detalhamento de informações necessárias para o INI-C, como DPI, DPE e outros. Já o sistema de condicionamento de ar manteve-se no mesmo nível para os dois métodos, visto que nos dois casos os equipamentos receberam classificação a partir do INMETRO. Uma vantagem do RTQ-C sobre o INI-C é a pontuação acrescida por meio da bonificação referente ao uso racional de água na edificação. Bonificações ainda não alteram a classe de eficiência no INI-C, sendo assim, não foram calculadas.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista a representatividade das edificações como uma parcela importante do consumo nacional, é vital a consideração de estratégias para utilizar de forma eficiente a energia consumida. O uso de técnicas visando a eficiência energética de edifícios traz vários benefícios, tais como agregar valor ao imóvel eficiente, promover inovação tecnológica, mudar a cultura de projetos no Brasil, gerar indicadores de consumo de energia, aumentar o nível de eficiência energética do país e, principalmente, evitar necessidade de expansão do parque gerador.

Conclui-se que a segunda metodologia obtém resultados mais próximos da realidade em sua avaliação, já que precisa de mais informações e parâmetros de entrada para avaliação, além da maior complexidade do modelo. Seus resultados são mais evidentes, pois representam a carga térmica da edificação que pode ser relacionada ao consumo de energia para refrigeração dos ambientes. O fato de calcular o consumo e não ponderar, com coeficientes pré-

determinados, permite uma análise mais específica. Destaca-se como deficiência de ambos a impraticabilidade na consideração de ventilação natural.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Portaria n. º 248, de 10 de julho de 2018. INMETRO - Aperfeiçoamento do Regulamento Técnico da Qualidade para a Classe de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos. INIC – C. Rio de Janeiro, 2018.

COSTENARO, A. V. Classificação energética de salas comerciais e alternativa para obtenção de consumo energético nulo. Estudos de caso: cafeteria e escritório localizados em Florianópolis. 2019. 91 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/197581 >. Acesso em: 02 jun. 2020.

FOSSATI, M.; LAMBERTS, R. Eficiência energética da envoltória de edifícios de escritórios de Florianópolis: discussões sobre a aplicação do método prescritivo do RTQ-C. Ambiente Construído, Porto Alegre, v. 10, n. 2, p. 59-69, abr./jun. 2010. Disponível em: <https://www.scielo.br/pdf/ac/v10n2/a04.pdf>. Acesso em: 28 mai. 2020.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edificações Comercias, de Serviços e Públicas (RTQ-C). Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.pbeedifica.com.br/sites/default/files/projetos/etiquetagem/comercial/>. Acesso em: 23 abr. 2020.

LAMBERTS, R.; CLETO, L. T. Certificação de Sistemas PBE Edifica. In: Seminário Programa Brasileiro de Etiquetagem em Eficiência Energética para Sistemas de Refrigeração e Ar-condicionado. 2019. Anais Eletrônicos. Disponível em: <http://abrava.com.br/wp-content/uploads/2018/08/Seminario-

PBE-RAC-03-PBEEDIFICA-Lamberts-e-Tomaz_compressed-1.pdf>. Acesso em: 27 abr. 2020.

AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO DE BIOGÁS POR MEIO DE RESÍDUOS DAS CADEIAS PRODUTIVAS DE PROTEÍNA ANIMAL E DE RSU PARA PRODUÇÃO ENERGÉTICA NA REGIÃO DO NÚCLEO DE EDUCAÇÃO DE ASSIS CHATEAUBRIAND

Elias Gabriel Magalhães Silva[1]; Lívia Maria de Castro Correa[2];
Wallysson Klaus Pires Barros[1]; Maria Helena Sousa[1]

[1]Universidade Federal de Pernambuco; [2]Instituto Federal do Paraná – IFPR

RESUMO

As atividades agrárias executam um papel extremamente importante em nossa sociedade, apresentando várias possibilidades de ocupações para as pessoas dentro desse meio, principalmente em cidades do interior. Junto a essas práticas, têm-se as práticas residenciais do meio urbano, que juntas, geram uma grande produção de matérias orgânicas (no meio rural os excrementos animais e no meio urbano os RSU), na maioria das vezes descartadas incorretamente no ambiente, causando a liberação de gases poluentes de efeito estufa (metano e gás carbônico) no seu processo natural de decomposição. Com isso, foram realizados levantamentos sobre a quantidade dessa produção da matéria, especificamente no Paraná com ênfase na microrregião da cidade de Assis Chateaubriand-PR, e segundo o censo agropecuário de 2018 do IBGE, o Paraná foi responsável por aproximadamente 4,34% da produção de bovinos no país, 26,17% da produção de galináceos e 16,65% da produção de suínos, com isso, contabilizou-se no Brasil a produção de 79 milhões de toneladas de RSU e RSP, contabilizando cerca de 5% do total mundial, dos quais 50% eram orgânicos, sendo 3% gerado no Paraná, a mesorregião responsável por 19,74% desse valor, sendo 4,26% produzidos no núcleo de Assis Chateaubriand. Através destes dados foram realizados cálculos do potencial energético dessa matéria no quantitativo de metano gerado e na utilização deste metano para queima em motores adaptados para a produção de energia elétrica para fins energéticos.

Palavras-chave: Atividades agrárias, Biodigestão, Biogás e potencial energético regional.

ABSTRACT

Agrarian activities play an extremely important role in our society, presenting various possibilities of occupations for people within this environment, especially in cities in the interior. Along with these practices, there are the residential practices in the urban environment, which together generate a large production of organic materials (in rural areas, animal excrement and in urban areas, MSW), most of the times incorrectly discarded in the environment, causing the release of polluting greenhouse gases (methane and carbon dioxide) in their natural decomposition process. As a result, surveys were carried out on the amount of this production of matter, specifically in Paraná, with an emphasis on the micro-region of the city of Assis Chateaubriand-PR, and according to the 2018 IBGE agricultural census, Paraná was responsible for approximately 4.34% of the total population. production of cattle in the country, 26.17% of the production of chickens and 16.65% of the production of swine, with this, the production of 79 million tons of MSW and RSP was recorded in Brazil, accounting for about 5% of the world total, of which 50% were organic, with 3% generated in Paraná, the mesoregion responsible for 19.74% of this value, with 4.26% produced in the Assis Chateaubriand nucleus. Through these data, calculations were made of the energy potential of this matter in the amount of methane generated and in the use of this methane for burning in engines adapted for the production of electrical energy for energy purposes.

Keywords: Agricultural activities, Biodigestion, Biogas and regional energy potential.

1. INTRODUÇÃO

A vida e o desenvolvimento do ser humano dependem muito da produção e da transformação de energia para utilização em diferentes vertentes – energia elétrica, térmica, mecânica, química etc. A demanda energética do

mundo cresce cada vez mais, e isso pode ser explicado por fatores como: a larga produção industrial, aumento excessivo dos usos de aparelhos tecnológicos e a crescente busca por maior conforto. Espera-se que, até 2050, o consumo energético triplique. Por isso, a busca por alternativas renováveis para a geração dela se torna extremamente importante.

Várias fontes são utilizadas para obtenção de energia, sendo elas renováveis ou não renováveis. O biogás, fonte sustentável, tem um grande potencial energético, porém sua contribuição no cenário nacional é baixíssima, cerca de 0,28% apenas. Essa tecnologia ainda apresenta inúmeros desafios, o que faz com que sua utilização não seja tão significante. Ademais, principalmente em regiões de alta produção de biomassa, essa energia traz suas vantagens, mesmo que apresente dificuldades.

O processo de obtenção de biogás ocorre por meio da digestão anaeróbia, onde bactérias anaeróbicas - que trabalham na ausência de oxigênio - decompõem a matéria orgânica, liberando gases. Esse processo é espontâneo, mas pode socorrer emr biodigestores, a fim de armazenar o gás obtido para uso energético e garantir maior eficiência ao processo.

Em 2019, segundo a EMBRAPA (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária), o Brasil foi um dos maiores produtores mundiais de gado (2º), galináceos (3º) e suínos (4º). A quantidade de dejetos que são produzidos por esses animais é muito grande e, na maioria das vezes, não são feitos tratamentos desses dejetos. Isso gera um problema enorme: emissão de GEE, poluição de rios e mananciais, problemas no solo, entre outros.

Segundo o censo agropecuário de 2018 do IBGE, o Paraná foi responsável por aproximadamente 4,34% da produção de bovinos do país, 26,17% da produção de galináceos e 16,65% da produção de suínos. À mesorregião Oeste do estado atribuiu-se 12,8% da produção de bovinos, 29,98% da produção de galináceos e 62,08% da produção de suínos (IPARDES, 2018).

Somado a isso, o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), em 2018, contabilizou no Brasil a produção de 79 milhões de toneladas

de resíduos sólidos urbanos (RSU) e resíduos sólidos públicos (RSP), contabilizando cerca de 5% do total mundial, dos quais 50% eram orgânicos. Aproximadamente 3% do RSU do Brasil foi gerado no Paraná. A mesorregião Oeste Paranaense foi responsável por 19,74% desse valor, dos quais 4,26% foram provenientes das cidades do núcleo de Assis Chateaubriand (SNIS, 2018).

Ambos os meios têm em comum a produção de matéria orgânica (biomassa): os animais através dos seus excrementos e os RSU através dos compostos orgânicos, e por isso, servem de substratos para a produção de biogás. Para aproveitar da melhor forma o tipo de biomassa a ser utilizado, é importante levantar dados, tendo em vista o que a região mais produz. Com isso, possíveis passivos ambientais tornam-se fonte rentável de energia e ajudam na preservação e cuidado da natureza e da atmosfera.

A partir do que foi apresentado, conclui-se que a mesorregião Oeste do Paraná tem um grande potencial de geração de energia através do biogás, devido à produção intensiva de excrementos agropecuários e de RSU e RSP. Nota-se, porém, que esse potencial não vem sendo totalmente aproveitado visto que a contribuição dessa fonte de energia tem uma baixíssima representatividade na matriz energética do estado. Portanto, esse trabalho teve por objetivo levantar o potencial energético teórico de uma microrregião do Paraná, pertencente à mesorregião Oeste paranaense, a região de Assis Chateaubriand para produção de energia elétrica.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Energia é uma grandeza física que se encontra na natureza de diversas maneiras, e tem uma importância tamanha para o desenvolvimento e mover da vida e tudo que a cerca. Denomina-se energia tudo aquilo que produz uma ação, aquilo que tem a capacidade de gerar trabalho. Ela se apresenta de diversas formas: energia mecânica, térmica, química, elétrica, magnética e entre outras, sendo essenciais para a vida humana. (Ramalho, et al, 2007).

No panorama mundial, são produzidas e consumidas milhares de toneladas de energia, como exemplificado na Figura 1, (AIE, 2019). Nota-se, porém, que entre a quantidade que é produzida e a quantidade que é consumida, perde-se aproximadamente um terço do montante de energia. Isso pode se dar por vários fatores como: perdas no transporte da energia ou ineficiência no processo de conversão da energia e das máquinas que são utilizadas para tal utilização.

As fontes não renováveis, são recursos adquiridos no meio ambiente e que possuem um potencial energético muito elevado. No entanto, essas fontes são finitas ou esgotáveis. O processo de decomposição da matéria orgânica, que se transforma em combustível, demanda milhões de anos, o que, para a produção de energia em curto espaço de tempo, não é viável. São exemplos dessa fonte o carvão mineral, o petróleo e derivados, e o gás natural. (EPE, 2020).

Apesar de terem um potencial energético muito elevado, a utilização dessas fontes produz gases do efeito estufa – gás carbônico (CO2) e gás metano (CH4) - que são descartados no ecossistema, e, portanto, são muito poluentes (EPE, 2020), observado na Figura 2, (AIE, 2019). Torna-se necessário o controle da utilização desses recursos.

No mundo, os três setores que mais consomem energia são, respectivamente, o setor industrial, o setor de transportes e o setor residencial, onde mais da metade da energia utilizada provém de fontes não renováveis (AIE, 2018). Pensar em alternativas para substituir essas fontes, a fim de diminuir o seu uso e, consequentemente, a emissão dos GEE se faz indispensável.

Uma das saídas para isso é investir em energias renováveis. Essas não são esgotáveis, são encontradas em grande quantidade no ecossistema, e se renovam em pouco tempo ao serem utilizadas. São exemplos dessas fontes a água, a luz solar, o ar, a biomassa, o calor e o hidrogênio (EPE, 2020). Esse tipo de energia é muito interessante e tem tudo para ganhar mais espaço na

matriz energética mundial, por resolver ou diminuir o problema da poluição ao produzir energia e por todos os seus recursos serem sustentáveis.

Em 2017, as quatro maiores fontes energéticas no mundo foram respectivamente: o carvão, o óleo, o gás natural e o biocombustível e resíduos – Figura 3, onde três dessas fontes não são renováveis - apenas 14% da energia total produzida foi proveniente de recursos inesgotáveis (AIE, 2017). Tais fatos, são muito preocupantes, visto que a geração de energia através dessas fontes traz para o meio ambiente muitos danos.

No Brasil, 45,3% da energia produzida é derivada de energias renováveis, o que, comparado com a média mundial é elevado (BEN, 2020). As fontes renováveis que mais se destacam na produção de energia elétrica no cenário nacional são a biomassa e a hidráulica, apresentado na Figura 4, (BEN, 2020). Entretanto, muito ainda se perde por não a utilizar em maior quantidade e diversidade. Tem-se pesquisado ainda mais sobre a utilização de tal fonte, para que a matriz energética nacional se torne cada vez mais sustentável.

Em 2018, o Paraná participou, no cenário nacional, da produção de álcool, sendo o principal produtor da Região Sul, e de energia elétrica, onde foi o estado que mais produziu eletricidade do país. Sua matriz elétrica foi composta por mais de 90% de fontes renováveis, sendo, em sua maioria, proveniente da água, como pode ser observado na Figura 5 (BEN, 2019). Algumas das problemáticas desse fato são os impactos geográfico e social causado pelas hidrelétricas, além de sua dependência da chuva para que os reservatórios estejam em níveis adequados para geração da energia. Portanto, em períodos de seca, para suprir a demanda, precisa-se buscar outros meios.

Na rede elétrica, a principal saída para tal problema é o acionamento das termelétricas. Como consequência, observa-se um aumento considerável nas tarifas. O estado já passou por várias crises hídricas, e recentemente passou novamente por uma. Com isso, outras formas de energias renováveis poderiam começar a ter mais relevância e utilização, diversificando a matriz energética, visto que, confiar em uma só fonte de energia que varia tanto, tendo vários recursos sustentáveis a disposição, não é tão viável.

Existem várias outras formas de energias renováveis a serem consideradas, sendo a biomassa um meio de produção com grande potencial energético em locais com considerável produção de matéria orgânica vinda de diferentes processos, como: agrícolas, florestais, pecuários, industriais, residenciais e tratamento de esgotos (ANEEL, 2008), onde podem servir de combustível para queima, digestão, compostagem, entre outros.

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT (1987), resíduos sólidos são os restos das atividades humanas consideradas como inúteis, indesejáveis ou descartáveis. Em geral apresentam-se sob estado sólido, semissólido ou semilíquido, desde que não seja possível de tratamento convencional. Também classificados pelo seu risco (Classe I - perigosos; II - não perigosos, classe IIA - não inertes; classe IIB - inertes), pela fonte geradora (domiciliar, comercial, público, industrial, agropecuário, entre outros). Dessa matéria, a parte orgânica pode ser utilizada para produção de energia.

Muitas soluções podem ser encontradas para o tratamento e descarte desse resíduo, como: incineração, pirólise, compostagem, aterro sanitário e a biodigestão.

A obtenção de biogás através da biomassa ocorre por meio da digestão anaeróbica, que é executada por bactérias anaeróbias - que trabalham sem a presença de oxigênio. Nela, compostos complexos são degradados em partes menores, diminuindo seu poder poluente. Esses processos ocorrem de forma natural no meio ambiente, mas podem ser potencializados por meio de biodigestores.

Os biodigestores são sistemas responsáveis por proporcionar condições favoráveis para a degradação da matéria orgânica. O biodigestor é composto por um gasômetro e por uma câmara de digestão, possuindo funcionamento simplificado: a matéria orgânica a ser digerida é destinada para a câmara de digestão, e o biogás produzido pela fermentação anaeróbia é retido acumulando-se no gasômetro (Gaspar et al., 2003).

O processo de digestão, utilizando-se da tecnologia de biodigestores, envolve basicamente as seguintes etapas: pré tratamento do substrato,

digestão anaeróbia, armazenagem, tratamento e valorização do digestato, armazenamento e transporte de biogás. Nesse processo, a matéria prima (biomassa) é acumulada em tanques, sendo encaminhada para o processo de lavagem e pré tratamento, passando, em seguida, por filtros para redução de odores e sanitização e posteriormente encaminhada para o biodigestor.

Para a criação de sistemas de biodigestores, faz-se necessário analisar a execução do projeto, para permitir a construção de instalações mais econômicas e a recuperação dos investimentos de forma mais rápida (Miranda, 1991).

Dentro do biodigestor o substrato será decomposto por bactérias anaeróbicas em 4 etapas distintas, sendo elas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese (CIBIOGÁS, 2020).

A hidrólise é a etapa em que os compostos orgânicos complexos, como lipídios e carboidratos, são transformados através de enzimas extracelulares em compostos mais simples, como açúcares e aminoácidos (Araújo, 2017).

A acidogênese ocorre através da biodegradação da bactéria, sendo elas anaeróbicas obrigatórias ou anaeróbicas facultativas, todo composto gerado na hidrólise é convertido em H2, CO2, sais minerais e álcoois (Silva, 2009).

A acetogênese é a etapa na qual os ácidos voláteis e os álcoois são metabolizados, produzindo acetato e H2 através das bactérias acetogênicas produtoras de H2 (Oliva, 1997).

A metanogênese é a última etapa onde ocorre a produção do CH4 pelas bactérias acetotróficas, a partir da redução de ácido acético e pelas bactérias hidrogenotróficas, a partir da redução do CO_2 (Woese et al, 1978).

Os subprodutos finais desse processo são: o biogás - composto aproximadamente por 68% de metano (CH_4), 26% de dióxido de carbono (CO_2) e 6% da união de uma variedade de gases - e o digestato - biofertilizante -, oferecendo destino e tratamento adequado para tal matéria e que a partir dela pode-se gerar energia (CIBIOGÁS, 2020). O digestato é estocado, podendo ser tratado por meio de separação, secagem e/ou peletização para utilização em

plantações, como biofertilizante. Já o biogás gerado pode ser distribuído e utilizado na geração de energia elétrica, energia térmica e na produção de biometano.

O biogás possui uma alta versatilidade, podendo ser utilizado de várias formas. Isso faz com que o mesmo possa ser utilizado como um combustível alternativo, podendo ser aplicado em motores ou/e em combustão direta, como mostra o fluxograma na Figura 6, as possibilidades para tal utilização.

Assim como já visto anteriormente, o biogás pode servir de combustível para queima, gerando assim energia elétrica ou térmica. Seu poder calorífico inferior – valor utilizado para cálculos teóricos - é de 8.604 Kcal/m3 (Reis, 2017). Com isso, é possível comparar a relação de 1 m3 de biogás com outros combustíveis.

Segundo o *Word Energy Balance* (WEB,2019) da AIE, aproximadamente 9,5% da energia mundial foi derivada de biocombustíveis, principalmente por sua queima. Desse percentual, o subproduto menos utilizado foi o biogás, o que é, de certa forma, desfavorável, visto que, não se aproveitou da matéria orgânica disponível, que poderia ter sido conduzida para um tratamento adequado com fins energéticos.

Os países que mais se destacam na produção do biogás são a Alemanha, a China, o Estados Unidos e alguns países do continente Africano, porém, a contribuição dessa fonte na matriz energética mundial ainda é muito baixa: cerca de 0,15% (AIE, 2019). Ainda é caro produzir e distribuir esse gás e seus derivados com eficiência e com as tecnologias necessárias, pelo motivo de não haver locais com tal avanço tecnológico para a sua produção. Todavia, os estudos e seus resultados nessa área crescem cada dia mais, fazendo-o ter mais visibilidade e utilização.

No Brasil, 493 usinas de biogás estavam em operação, produzindo um total de 1.329.672.161 m³ biogás/ano (CIBiogás, 2019). Todavia, sua contribuição energética é baixíssima: da energia proveniente da biomassa, cerca de 0,28% apenas vem do biogás. Isso se deve à falta de mão de obra especializada e à falta de conhecimento acerca da área, na década de 90, onde

o biogás começou a ser utilizado no Brasil. Logo que surgiram problemas, não se soube resolvê-los e, infelizmente, essa energia foi deixada de lado. Por isso, ainda hoje, são realizados muitos estudos acerca da obtenção desse tipo de combustível, principalmente acerca da limpeza do biogás e de futuros problemas que podem ocorrem nas máquinas utilizadas para a conversão do mesmo em energia elétrica, pois, por possuir vários gases em sua composição, pode causar a corrosão das máquinas e motores conversores (CIBiogás, 2019).

Contudo, sua participação no cenário nacional cresce a cada ano. Segundo os dados do Balanço Energético Nacional (BEN), de 2016 até 2020, a utilização do biogás como fonte de energia tem ganhado mais espaço, conforme apresentado na Figura 8, mesmo que, ainda, em pequena quantidade. No entanto, o potencial brasileiro é muito grande por conta de vários fatores que influenciam ainda mais à produção de biogás, como a temperatura e a produção de matéria orgânica.

Enquanto foram ofertadas toneladas de energia provenientes das renováveis na magnitude de milhões, o biogás contribuiu apenas com milhares de toneladas, o que fez de sua porcentagem na participação energética baixíssima, como pode ser observado no Figura 9. Por todos os motivos dito anteriormente, o biogás é uma solução energética com um grande potencial de ascensão, com muitas vantagens, principalmente por ser uma energia limpa.

3. METODOLOGIA

Para o cálculo de tal potencial obteve-se os seguintes dados: quantidades de animais de cada cultura (IBGE e IPARDES) e a quantidade de RSU produzidos por ano (SNIS), respectivamente, no Brasil, no Paraná, na Mesorregião oeste paranaense e, por fim, as cidades que compõem o núcleo regional de educação da região de Assis Chateaubriand.

A partir disso, utilizando da Equação 1 – adaptada de Reis (2017), calculou-se a quantidade aproximada da produção de gás metano por ano de cada cultura.

$$Q_{met} = 365 \times N_{animais} \times Et \times Pb \times D \times CH_4 \times VE_{-1}$$

Onde,

Q_{met}= Quantidade de gás metano por ano;

$N_{animais}$ = quantidade de animais por cultura;

Et = produção diária de esterco por dia (kg/dia);

Pb = produção de biogás por kg de esterco (%);

CH_4 = quantidade de metano por kg de dejeto (%);

D = disponibilidade do resíduo (%);

VE = volume específico do metano (m^3).

Dos quais foram utilizados os valores apresentados na Tabela abaixo, adotando alguns parâmetros de Melikoglu e Menekse (2019):

Tabela 1 – Parâmetros das variáveis para excrementos animais

Animal	Et (kg/dia)	CH_4 (%)	D (%)	VE (m^3)	Pb (%)
Bovino	27,8	57,8	47,3	0,67	3,7
Galináceo	0,0275	63,2	89,5	0,67	4,74
Suíno	2,955	68	80	0,67	5,5

Para o cálculo do potencial de produção de metano a partir de RSU, utilizou-se a Equação 2 (Reis, 2017), a partir da quantidade de RSU produzida em um ano, que foi coletada no banco de dados do SNIS.

$$Q_{met} = (RSU_t \times FMC \times COD \times COD_f \times F \times \frac{4}{3} - R) \times (1 - OX)$$

Onde,

RSU_t = toneladas de RSU coletadas por ano;

FMC = Fator de correção de metano;

COD = Carbono orgânico degradável no RSU (fração);

COD_f = Fração de COD que realmente degrada;

F = Fração de metano no biogás;

R = CH4 recuperado (ton/ano);

OX = Fator de oxidação.

Os valores adotados para as variáveis acima foram baseados nos parâmetros de Reis (2017):

Tabela 2 – Parâmetros adotados para RSU

FMC (%)	COD (%)	CODf (%)	F (%)	R	OX
60	12	77	50	Insignificante	0

Após obtido o valor de metano que pode ser produzido por tipo de substrato, calculou-se o potencial de produção de energia elétrica, em kWh, através da Equação 3 – adaptada de Reis (2017):

$$P = (Q_{met} \times PCI \times n)/860$$

Onde,

Q_{met}= quantidade de metano gerada no ano, obtida nas Equações 1 e 2 (m^3);

PCI = Poder calórico inferior – 8.604 kcal/m^3;

n = Eficiência de conversão;

860 = fator de conversão de kcal para kWh

Utilizou-se de tais equações para obter o valor teórico da produção de metano oriundo do biogás no Brasil, no Paraná, no oeste paranaense e no núcleo de Assis Chateaubriand, as cidades que compõem o núcleo são; Jesuítas, Brasilândia, Iracema do Oeste, Formosa do Oeste, Nova Aurora e Tupãssi. Desse modo, foi possível estimar o potencial da região e analisar se é viável utilizar esse tipo de energia alternativa, a fim de auxiliar a suprir sua demanda energética.

Sabendo a quantidade de energia elétrica que poderia ser produzida através do biogás e utilizando os parâmetros do Anuário Estatístico de Energia Elétrica (AEEE) de 2020, que diz que são consumidos, por ano, 2.960 kWh/habitante, e que cada MWh tem um custo de R$ 488,24, é possível realizar uma análise do quanto de energia elétrica poderia ser suprida e do quanto se economizaria, se utilizasse o biogás produzido na região.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com base no banco de dados do IPARDES e do IBGE foi possível estimar a quantidade de bovinos, de suínos e de galináceos do Brasil, do Paraná e da mesorregião Oeste paranaense, conforme apresentado na Tabela 3:

Localização	Bovinos	Suínos	Galináceos
Brasil	213.523.056	41.443.594	1.468.351.527
Paraná	9.275.271	6.899.545	384.277.793
Oeste Paranaense	1.138.778	4.283.120	115.196.794

A partir das mesmas fontes citadas acima, contabilizou-se a quantidade de cabeças de animais por cultura das cidades que serão analisadas – Tabela 4

Localização	Bovinos	Suínos	Galináceos
Assis Chat.	7.779	0	6.417.177
Jesuítas	10.042	53.070	2.586.716
Brasilândia do Sul	3.959	416	1.430
Iracema do Oeste	1.513	4.300	504.894
Formosa do Oeste	12.965	67.980	1.875.362
Nova Aurora	10.752	48.052	5.434.786
Tupãssi	3.657	51.127	1.875.362
Núcleo de Assis (NA)	50.667	262.885	18.695.727

Com base nos dados apresentados nas tabelas acima, foi possível calcular o percentual de representatividade da produção de animais de uma região para outra. Em 2018, o Paraná foi responsável por 4,34% da produção de bovinos, 16,65% da produção de suínos e 26,17% da produção de galináceos do Brasil. A região oeste do estado teve uma contribuição importante para tais números: 12,28% dos bovinos, 62,08% dos suínos e 29,98% dos galináceos do montante total originado do Paraná se deve à essa mesorregião. As cidades pertencentes ao núcleo regional de Assis Chateaubriand (NA), por sua vez, representaram respectivamente 4,45%, 6,14% e 16,23% da produção do Paraná.

O Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento - SNIS - disponibiliza a quantidade de resíduos sólidos urbanos coletados por ano – Tabela 5. A grande maioria desses resíduos são tratados em aterros sanitários, todavia, nem todos os gases produzidos são utilizados. Abaixo, pode-se observar a quantidade, em toneladas, de RSU coletados nos entre os anos de 2016 a 2018:

Localização	RSU (ton/ano)
Brasil	79.000.000
Paraná	1.997.870
Oeste Paranaense	394.418
Assis Chat	7.098
Jesuítas	1.593
Brasilândia do Sul	820
Iracema do Oeste	540
Formosa do Oeste	2.750
Nova Aurora	2.678
Tupãssi	1.330
Núcleo de Assis (NA)	16.809,00

A partir desses valores, tem-se que 2,53% do RSU do Brasil foi gerado no Paraná. A mesorregião Oeste Paranaense foi responsável por 19,74%

desse valor, dos quais 4,26% foi proveniente das cidades do núcleo de Assis Chateaubriand.

Admitindo que a produção de excrementos diário dos bovinos, dos suínos e dos galináceos, é respectivamente: 27,8 kg/dia, 2,955 kg/dia e 0,0275 kg/dia (Melikoglu, 2019), é possível calcular a quantidade de excrementos que cada cultura produz por ano - Tabela 6, sendo potenciais substratos para serem tratados em biodigestores.

Localização	Bovinos (ton/ano)	Suínos (ton/ano)	Galináceos (ton/ano)
Brasil	2.166.618.449,23	44.700.024,40	14.738.578,45
Paraná	94.116.174,84	7.441.676,75	3.857.188,35
Oeste Paranaense	11.555.180,37	4.619.666,15	1.156.287,82
Assis Chat	78.933,51	40.921,14	64.412,41
Jesuítas	101.896,17	57.239,98	25.964,16
Brasilândia do Sul	40.171,97	448,69	14,35
Iracema do Oeste	15.352,41	4.637,87	5.067,87
Formosa do Oeste	131.555,86	73.321,53	18.823,95
Nova Aurora	109.100,54	51.827,69	54.551,66
Tupãssi	37.107,58	55.144,30	18.823,95
Núcleo de Assis (NA)	514.118,05	283.541,19	187.658,36

Sabendo os valores de excrementos e de RSU que são produzidos por ano, utilizando os parâmetros de (Nuernberg, 2019), é possível calcular a quantidade, em toneladas, de digestato produzido, que poderia ser destinado para os próprios agricultores, que são os produtores das culturas. Para eles, esse subproduto é de grande valia, já que agrega tanto na qualidade do solo – quando utilizado -, como economicamente, uma vez que quem o obtém podê-lo vender ou utilizá-lo, sem precisar comprar fertilizantes para seu próprio uso.

Portanto, observa-se abaixo tais valores na Tabela 7:

Localização	Bovinos (toneladas)	Suíno (toneladas)	Galináceos (toneladas)	RSU (toneladas)	Total (toneladas)
Brasil	4.333.236.898,46	89.400.048,80	29.477.156,90	158.000.000	4.610.114.104,17
Paraná	188.232.349,67	14.883.353,50	7.714.376,69	3.995.740	214.825.819,87
Oeste Paranaense	23.110.360,73	9.239.332,31	2.312.575,64	788.836	35.451.104,68
Assis Chat	157.867,03	81.842,27	128.824,83	14.196	382.730,13
Jesuítas	203.792,35	114.479,95	51.928,32	3.186	373.386,62
Brasilândia do Sul	80.343,95	897,37	28,71	1.640	82.910,03
Iracema do Oeste	30.704,82	9.275,75	10.135,75	1.080	51.196,31
Formosa do Oeste	263.111,71	146.643,06	37.647,89	5.500	452.902,66
Nova Aurora	218.201,09	103.655,37	109.103,33	5.356	436.315,79
Tupãssi	74.215,16	110.288,61	37.647,89	2.660	224.811,66
Núcleo de Assis (NA)	1.028.236,10	567.082,38	375.316,72	33.618,00	2.004.253,20

Além disso, com base na Tabela 6, utilizando a Equação 1, foi possível calcular a capacidade de produção teórica de gás metano por ano para cada região – Tabela 8. Assim, consegue-se analisar a viabilidade de instalação desse tipo de prática - tratar os excrementos em biodigestores a fim de produzir energia.

Localização	Bovinos (Qmet)	Suínos (Qmet)	Galináceos (Qmet)	RSU (Qmet)
Brasil	32.711.340.178,28	1.996.156.313,44	589.792.506,04	2.919.840.000,00
Paraná	1.420.954.488,99	332.320.848,23	154.352.795,21	73.841.275,20
Oeste Paranaense	174.458.698,95	206.299.121,38	46.271.076,49	14.577.689,28
Assis Chat	1.191.728,52	1.827.403,54	2.577.586,39	262.342,08
Jesuítas	1.538.415,96	2.556.149,34	1.039.005,77	58.877,28
Brasilândia do Sul	606.511,53	20.036,90	574,39	30.307,20
Iracema do Oeste	231.788,82	207.112,16	202.800,69	19.958,40
Formosa do Oeste	1.986.214,20	3.274.298,71	753.276,33	101.640,00
Nova Aurora	1.647.186,66	2.314.454,27	2.182.989,56	98.978,88
Tupãssi	560.245,69	2.462.563,55	753.276,33	49.156,80
Núcleo de Assis (NA)	7.762.091,38	12.662.018,46	7.509.509,46	621.260,64

O metano produzido pode ser destinado para obtenção de energia de várias formas, sendo uma delas a produção de energia elétrica a partir de um motor gerador. Mediante a isso, pode-se calcular, sem considerar perdas, a quantidade de energia elétrica que pode ser produzida através do excremento dos bovinos, dos suínos e dos galináceos, como é demonstrado na Tabela 9:

Localização	Bovinos (kWh)	Suíno (kWh)	Galináceos (kWh)	RSU (kWh)
Brasil	91.634.353.314,29	5.591.837.323,06	1.652.187.118,78	8.179.354.582,33
Paraná	3.980.523.114,56	930.931.164,97	432.388.844,19	206.851.735,94
Oeste Paranaense	488.711.559,09	577.906.208,50	129.619.274,18	40.836.514,88
Assis Chat	3.338.391,87	5.119.109,80	7.220.598,73	734.899,48
Jesuítas	4.309.568,22	7.160.547,10	2.910.569,29	164.933,06
Brasilândia do Sul	1.699.022,16	56.129,41	1.609,03	84.899,63
Iracema do Oeste	649.310,57	580.183,77	568.106,03	55.909,51
Formosa do Oeste	5.563.986,45	9.172.300,58	2.110.154,74	284.724,37
Nova Aurora	4.614.267,82	6.483.486,13	6.115.213,73	277.269,77
Tupãssi	1.569.417,54	6.898.384,99	2.110.154,74	137.703,06
Núcleo de Assis (NA)	21.743.964,64	35.470.141,77	21.036.406,31	1.740.338,88

Ao fim desse processo, a energia elétrica poderia ser vendida ou utilizada pelo próprio produtor, compartilhando na rede seu montante produzido e gerando crédito, economizando, assim, na tarifa elétrica final, bem como garante a resolução 482 da Aneel. Outrossim, com os dados da Tabela 9, podemos observar quão importante e rentável é a produção de energia através de excrementos animais e de RSU, principalmente para quem possui culturas de animais, além de dar um tratamento adequado e rentável para os resíduos urbanos.

Conforme os parâmetros do AEEE, sabendo a população que habita as cidades do núcleo de Assis Chat. (IBGE, 2020), é capaz de se estimar o quanto de energia elétrica foi consumida nessa região em 2019. Com base nisso, possibilita que se analise a porcentagem de energia elétrica que seria suprida

se utilizasse o biogás como combustível para geração da mesma, conforme observado na Tabela 10:

Localização	Energia elétrica (kWh/ano)
Assis Chat	97.754.000
Jesuítas	26.642.960
Brasilândia do Sul	7.651.600
Iracema do Oeste	6.662.960
Formosa do Oeste	19.121.600
Nova Aurora	35.123.360
Tupãssi	23.671.120
Núcleo de Assis (NA)	216.627.600

A partir desses valores, e sabendo o valor de comercialização do kWh para consumidores cativos da concessionária local, se torna capaz calcular o quanto isso representaria para o setor econômico, observando, portanto, como esse tipo de energia seria interessante para a região de Assis Chateaubriand.

Localização	Energia elétrica - Biogás
Assis Chat	R$ 8.013.483,06
Jesuítas	R$ 7.101.752,37
Brasilândia do Sul	R$ 899.172,19
Iracema do Oeste	R$ 904.957,66
Formosa do Oeste	R$ 8.364.120,56
Nova Aurora	R$ 8.539.433,54
Tupãssi	R$ 5.231.814,00
Núcleo de Assis (NA)	R$ 39.054.733,38

De acordo com os valores apresentados acima, constata-se que 2/5 de todo o montante que é gasto no Núcleo de Assis poderia ser economizado, se utilizasse o biogás para produzir energia elétrica. Esse é um valor significativo, o que demonstra como é importante que se avalie uma possível implantação de usinas, visto tamanho potencial da região.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho reuniu informações a respeito da condição energética do país e qual a atuação do biogás nesse quadro. Foi, também, levantado a quantidade de RSU produzidos por ano e a quantidade de cabeças de bovinos, suínos e galináceos do Brasil e região. Além disso, calculou-se a quantidade aproximada de gás metano, de energia elétrica e de digestato produzido por substrato nas regiões propostas.

A partir de tudo o que foi apresentado, percebe-se que os valores teóricos de metano e digestato são bem altos, podendo ser utilizados de várias formas. O metano poderia ser queimado ou acoplado a motores, podendo gerar energia elétrica ou calor, secando grãos das culturas agrícolas, aquecendo aviários e abatedouros, servindo de combustível para veículos, entre outros. Já o digestato poderia ser vendido ou utilizado pelo próprio produtor em suas culturas, haja visto que o mesmo é rico em nutrientes. Portanto, essa produção traz muitos benefícios para quem a utiliza, principalmente para os agricultores.

Analisando a questão financeira, os valores que seriam economizados nas tarifas de energia elétrica são expressivos, ainda mais em épocas de seca, onde as termoelétricas são ativadas e as bandeiras das tarifas chegam na fase vermelha. Vale ressaltar que a média de consumo por habitantes de energia elétrica, do AEEE, leva em conta todos os setores, incluindo desde residências até industrias, o que reafirma o impacto que esse tipo de alternativa faria na região de Assis Chateaubriand.

Nota-se que os valores obtidos foram significativos, visto que a região é propícia para esse tipo de atividade. Mesmo assim, é necessário salientar que para uma possível instalação de usinas para obter o biogás, precisa-se levar com consideração alguns pontos econômicos e ambientais, para se analisar a viabilidade de implantação.

Em relação às questões ambientais, deve-se pensar em como tais substratos seriam coletados, visto que, com exceção dos resíduos sólidos, que são coletados nas cidades e levados aos aterros, os excrementos animais se encontram nos locais onde os mesmos são criados. A maioria dos animais

pertencentes a essas culturas se localizam na área rural e estão, muitas vezes, distantes um do outro. Deve-se, portanto, analisar se seria mais viável criar pequenas usinas para tratar os substratos de pequenas regiões, ou se investiria em tecnologias para coleta desses resíduos para serem tratados em uma única usina.

Ademais, para o processo de biodigestão, é preciso que a matéria orgânica esteja diluída, antes de entrar no biodigestor, sendo necessário a utilização de água na mesma proporção dos substratos. Sabendo que a água potável é utilizada para consumo próprio e para a hidratação de culturas, torna-se essencial avaliar se é vantajoso utilizar quantidades tão grandes para a diluição de substrato, já que a mesma possui um valor tão significativo para o ambiente. Além disso, para o setor econômico acarretaria custos consideráveis na compra da mesma, haja visto que, é necessária muita água para dissolver a matéria.

Outro problema a ser pensado, é a dificuldade ainda encontrada na filtragem do biogás, visto que o mesmo é composto de vários gases, que, frequentemente, corroem as máquinas utilizadas. As tecnologias empregadas na obtenção de tal gás ainda não são tão desenvolvidas, e muitos estudos estão sendo feitos, para que esse processo, que tem um potencial tão grande, seja mais rentável para quem o utiliza. É, portanto, muito importante levar em consideração que, ao instalar essas usinas, precisa-se, constantemente fazer manutenções, para que o processo seja mais eficiente e para que a vida útil das próprias máquinas seja prolongada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition", 2001.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm>. Acesso em: 01 fev. 2022.

Galbiatti, J. A.; Caramelo, A. D.; Silva, F. G., Gerardi, A. B.; Chiconato, D. A.; Estudo qualiquantitativo do biogás produzido por substratos em biodigestores tipo batelada. DER/UNESP, Jaboticabal, São Paulo, 2010.

Gil, A. C.; DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP) (CÂMARA BRASILEIRA DO LIVRO, SP' BRASIL). Editora Atlas S. A., São Paulo, 2002.

Guimarães, C. M. M.; Galvão, V.; Análise da rede de colaboração científica sobre biogás, Perspect. Ciênc. inf. vol.20 no.2, Belo Horizonte, Apr./June, 2015.

Hernández, S.J.; Gonzáles, A.C. Assessing the Impact of Biogas on the Energy Sustainability of an Urban Restaurant in Mexico. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2016.

AVALIAÇÃO DA HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS PARTICIPANTES DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) PARA GERENCIAMENTO DE RISCOS

Rebeka Passos Gomes[1]; Fabiola Sena[1]; Jorge Andrés Cormane Angarita[2]

[1]Head Energia, [2]Universidade de Brasília

RESUMO

Dada relevância da discussão sobre empreendimentos híbridos, a Resolução Normativa nº 954/2021, considerada o marco regulatório para a geração híbrida, modifica o arcabouço normativo vigente ao incorporar os conceitos de Centrais Geradoras Híbridas (UGHs) e Centrais Geradoras Associadas. O presente trabalho apresenta uma metodologia de dimensionamento de sistemas híbridos (Hídricos - Solar fotovoltaico) como uma estratégia de gerenciamento de riscos por meio da diversificação da composição de portfólios. Para isso, tem-se como base às expectativas de variação do GSF e os novos critérios para a sazonalização da garantia física para fins de alocação de energia no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) estabelecidas pela Resolução n° 899/2020. Os resultados revelam que a solução proposta tem o potencial e pode ser considerada uma alternativa para proporcionar uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Entretanto, infere-se que, devido à dinamicidade das mudanças regulatórias e aos altos valores de potência necessários a cobrir as exposições no MCP, a viabilidade da proposta depende das disponibilidades energéticas dos recursos no local que se pretende construir o empreendimento híbrido, do dimensionamento e performance das usinas. Portanto, variam para cada projeto. Dessa maneira, apesar dos benefícios intrínsecos a uma geração híbrida solar-hidrelétrica local, deve-se considerar uma avaliação da tipologia portfólios comerciais de usinas híbridas, que também se configura como adequada para uma estratégia de gestão de riscos de preços de curto prazo por envolver apenas uma relação comercial-contratual, sem obrigatoriedade de proximidade física.

Palavras-chave: Sistema híbrido, MRE, Solar fotovoltaica, Gestão de riscos.

ABSTRACT

Given the relevance of the discussion on hybrid projects, Normative Resolution No. 954/2021, considered the regulatory framework for hybrid generation, modifies the current regulatory framework by incorporating the concepts of Hybrid Generating Plants (UGHs) and Associated Generating Plants. The present work presents a methodology for sizing hybrid systems (Hydric - Solar photovoltaic) as a risk management strategy through the diversification of the composition of portfolios. For this, it is based on the expectations of variation of the GSF and the new criteria for the seasonalization of the physical guarantee for the purposes of energy allocation in the Energy Reallocation Mechanism (MRE) established by Resolution No. 899/2020. The results reveal that the proposed solution has the potential and can be considered an alternative to provide protection against financial exposures arising from GSF scenarios. However, it is inferred that, due to the dynamics of regulatory changes and the high values of power needed to cover exposures in the MCP, the feasibility of the proposal depends on the energy availability of the resources in the place where the hybrid enterprise is intended to be built, the sizing and plant performance. Therefore, they vary for each project. Thus, despite the intrinsic benefits of a local solar-hydroelectric hybrid generation, an evaluation of the commercial portfolios typology of hybrid plants should be considered, which is also configured as adequate for a short-term price risk management strategy as it involves just a commercial-contractual relationship, with no requirement of physical proximity.

Keywords: Hybrid system, MRE, Photovoltaic solar, Risk management.

1. INTRODUÇÃO

A regulamentação de usinas híbridas, uma inovação para o sistema regulatório brasileiro, se torna peça fundamental para o desenvolvimento da exploração da complementaridade entre os recursos energéticos por ser uma

opção de otimização dos sistemas de produção, mitigação dos impactos da variabilidade associadas às fontes renováveis intermitentes e uso mais eficiente da infraestrutura de transmissão e do local disponível. A otimização do uso de recursos hídricos pode ser feita a partir da associação de usinas hidráulicas com a tecnologia solar fotovoltaica flutuante (FVF), que possuem estimativas de crescimento elevadas em razão do desenvolvimento da tecnologia e redução de custos dos módulos fotovoltaicos.

O presente trabalho apresenta uma metodologia de dimensionamento de sistemas híbridos (Hídricos - Solar fotovoltaico) como uma estratégia de gerenciamento de riscos por meio da diversificação da composição de portfólios. A relevância está na contribuição de estratégias de desenvolvimento sustentável do sistema elétrico, a partir do aproveitamento energético de fontes complementares entre si, e de planejamento da comercialização e gestão do risco hidrológico das usinas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

2. MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

O MRE é um dispositivo financeiro cujo objetivo é compartilhar entre os seus participantes os riscos financeiros e hidrológicos relativos às obrigações contratuais de energia por empreendimentos hidrelétricos despachados centralizadamente pelo ONS, cuja participação no mecanismo é obrigatória. A participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) é opcional (ONS, 2021a). No processamento do MRE compara-se a energia gerada por todas as usinas participantes com a soma de suas garantias físicas, a relação entre essas duas variáveis é chamada Fator de Ajuste do MRE ou, como é mais conhecido, de GSF (Generation Scaling Factor). Quando a geração total do MRE está acima da garantia física total, os proprietários das usinas ficam em uma posição credora na liquidação do MCP, caso contrário, ficam em uma posição devedora (CCEE, 2021a).

Desde de 2014, o MRE tem apresentado valores de GSF inferiores a 100%, o que levou à exposição de muitos proprietários de usinas hidrelétricas à

valores de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) bem elevados. Além disso, nos últimos sete anos, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram valores inferior à média histórica (EPE, 2021a; ONS, 2021b; CCEE, 2019). Por consequência deste cenário, as liquidações financeiras das operações realizadas pela Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foram travadas e a inadimplência cresceu, retendo montantes que chegaram a quase R$ 8,7 bilhões (CCEE, 2020; GESEL, 2020). A judicialização do GSF (Ajuste do MRE), como o tema ficou conhecido, paralisou o mercado do setor elétrico.

3. SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA

A exploração da complementaridade entre os recursos energéticos vem ganhando notoriedade no cenário energético atual por ser uma opção de otimização dos sistemas de produção. A Resolução Normativa nº 954/2021 dispõe sobre as adequações regulatórias para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. São determinadas regras para a outorga, tarifação dos empreendimentos, a contratação do uso e descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (ANEEL, 2021).

Dentre as tipologias que descrevem as integrações possíveis entre as fontes energéticas, temos: usinas associadas, híbridas e portfólios comerciais. Os principais pontos que diferem as tipologias estão resumidos na tabela 1.

Tabela 1 – Principais pontos que diferem as tipologias para integração de fontes distintas de energia. Fonte: elaborado pela autora com base em EPE (2018) e (ANEEL, 2021)

Tipo	Equipamentos de medição e outorgas	Proximidade física	Contratação do uso da rede
Usinas Associadas	Medições distintas; Outorgas distintas.	Próximas entre si e podem utilizar o mesmo terreno.	Compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede. A capacidade contratada é menor que a soma das potências nominais.
Usinas Híbridas	Podem ou não ter medições distintas; Outorgas únicas.	Utilizam o mesmo terreno.	Compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede e a capacidade contratada é menor que a soma das potências nominais.
Portfólios Comerciais	Medições distintas; Outorgas distintas.	Não tem a necessidade de estarem próximas fisicamente.	Natureza é apenas comercial-contratual mas cada usina deve contratar uma capacidade de uso da rede compatível com a sua potência nominal.

3.1 Geração Híbrida Solar-Hidrelétrica

A tecnologia solar fotovoltaica flutuante (FVF) não encontra limitações regulatórias no setor elétrico no Brasil, que se estima ter uma capacidade de até 4.519 GWp ao se utilizar os reservatórios das usinas hidrelétricas. As maiores dificuldades na implantação desse tipo de empreendimento estão na obtenção do licenciamento ambiental e na constatação do direito ao uso da área designada para o projeto. Os desafios estão relacionados à construção, operação e custos de implantação, que ainda são maiores se comparados às usinas em terra (EPE, 2021b). Indica-se privilegiar as localidades com maiores fluxos de água e tempo de residência (tempo que a água permanece no rio) para a instalação de FVFs em usinas hidrelétricas (EPE, 2020).

De acordo com a Resolução Normativa nº 954/2021, a hibridização com usinas participantes do MRE é permitida desde que as garantias físicas e as medições sejam distintas por tecnologia de geração e que a energia proveniente das demais tecnologias não sejam destinadas ao MRE. Essas condições são necessárias para fornecer a separação da contabilização da geração entre as diferentes tecnologias de geração, evitando-se assim a alocação indevida de energia da fonte não-hídrica no MRE (ANEEL, 2020).

4. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida objetiva vislumbrar, sem o intuito de apresentar estudo de viabilidade econômica, a seguinte hipótese: A estratégia, representada pela figura 1, de hibridização de usinas participantes do MRE com usinas solares flutuantes proporciona uma proteção contra exposições financeiras negativas no MCP advindas dos cenários em que a geração total do MRE se encontra abaixo da garantia física total.

A proposta pretende: (i) proporcionar um diferencial de negócio, por meio da diversificação do portfólio de geração com outras fontes; (ii) fornecer ao empreendedor uma ferramenta que auxilie na concepção estratégias de planejamento da comercialização; e (iii) fazer a gestão da exposição a

movimentos de preços de mercado desfavoráveis e influenciados pelos impactos negativos do GSF.

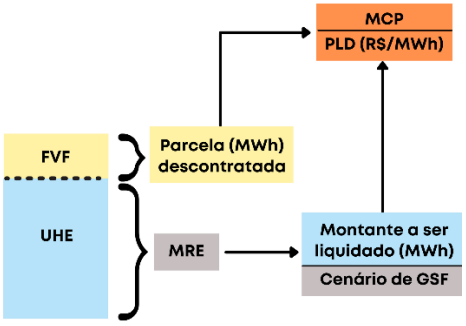


Figura 1 – Estratégia de hedge proposta

Para o estudo de caso, o subsistema Norte foi selecionado. Para isso, identificou-se a usina hidrelétrica mais representativa: a usina hidrelétrica de Tucuruí. O critério analisado foi a relevância da capacidade de armazenamento de energia (50,69%) em relação ao subsistema e a participação no MRE. A UHE está instalada no rio Tocantins, no sudeste do Pará. Pertence a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte) e possui uma Garantia Física de 4.414 MW médios e seu reservatório tem uma área de 2.850 km² quando cheio (ELETRICIDADE, 2020).

4.1 Dimensionamento do sistema híbrido (hídrico - Solar fotovoltaico)

O propósito desta etapa é encontrar a participação ótima da usina solar fotovoltaica flutuante na hibridização de usinas que participam do MRE. Para isso, considera-se que seu objetivo é ser um produto de comercialização de curto prazo, a fim de mitigar a exposição dos geradores aos riscos relacionados ao GSF. Portanto, segue-se os seguintes passos:

1. Obtenção das novas curvas de sazonalização: Para isso, fez-se o ajuste dos valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE considerando a aplicação dos limites de Sazonalização estabelecidos pela Resolução no. 899/2020, que propõe

mudanças regulatórias referentes às regras de sazonalização a partir do ano de 2022;

2. Análise do impacto financeiro da nova regra de sazonalização na exposição dos agentes ao mercado de curto prazo;
3. Definição da potência da FVF ao levar em consideração os valores mais críticos dos montantes a liquidar no MCP de cada cenário, a fim de que a contribuição da complementaridade mensal possa refletir na estratégia de comercialização dos agentes.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A estratégia do dimensionamento da usina leva em consideração o pior cenário de GSF do período analisado. São consideradas as seguintes curvas de garantia física:

(i) Cenário base: os valores mensais de garantia física sazonalizada precisam atender ao perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores. Os dados de 2010 a 2013 são oriundos do histórico da operação do SIN, da base de dados técnica do ONS, e os dados de 2014 a 2019 foram retirados do painel Geração da CCEE (CCEE, 2021b; ONS, 2021c);

(ii) Cenário atual (até 2021): os valores mensais de garantia física sazonalizada não podem ser superiores à potência instalada da usina e o somatório dos montantes mensais deve ser igual ao montante anual. Esta é referente às curvas de sazonalização que efetivamente foi realizada; e

(iii) Cenário de transição (2022 a 2026): os valores mensais de garantia física sazonalizada devem estar entre a faixa de variação ± 20% do perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores. Esta curva é obtida com base em ajustes feitos na curva (ii), e os limites máximos e mínimos de sazonalização levam em consideração a curva base (i), que deverá ser seguida pelos agentes a partir de janeiro de 2027.

Na figura 2 tem-se o comparativo dos cenários estabelecidos e na figura 3 contém a simulação do comportamento do GSF em decorrência da aplicação de limites de sazonalização para UHE Tucuruí. O comparativo do impacto financeiro após a valoração pode ser visto tabela 2. A média mensal do PLD de cada submercado é oriunda da base de dado da CCEE (CCEE, 2021c).

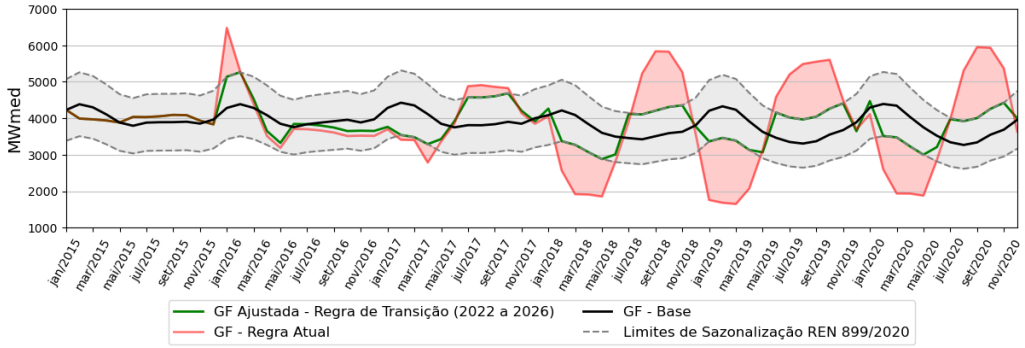
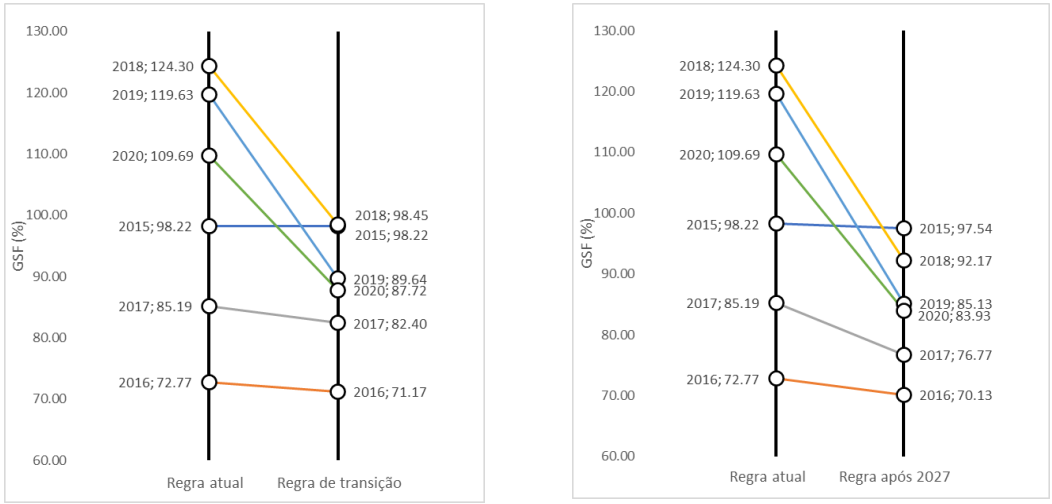


Figura 2 –Curva de Sazonalização realizada versus Sazonalização obtida com a aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN no. 899/2020 para UHE Tucuruí



(a) Regra atual versus regra de transição. (b) Regra atual versus regra após 2027.

Figura 3 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Tucuruí

Tabela 2 –Comparativo do impacto financeiro para UHE Tucuruí. Fonte: autora.

Cenários	∑ Exposição negativa (R$ milhão)	Montante a liquidar do pior cenário de GSF (MWh)
Regra Atual	17.071,83	jan/2016 - 4.549,61
Regra de transição	13.878,41 (−18.7%)*	jan/2016 - 3.207,65
Regra após 2027	10.831,71 (−36.5%)*	dez/2015 - 2.485,77

*Em relação à regra atual

Nota-se uma extrapolação dos limites estabelecidos na nova regra pela sazonalização realizada e que, após a aplicação das novas regras, as curvas de GSF sofreram atenuações e o impacto financeiro foi reduzido para a usina selecionada, isso devido ao fato das novas regras causarem uma redução na flexibilidade do agente proprietário da usina.

A proposta da associação de usinas hidrelétricas participantes do MRE com FVF tem o objetivo de atender a necessidade dos agentes de procurar soluções que reduzem os impactos negativos do GSF em seus resultados. Dessa maneira, propõe-se que o montante excedente da hibridização, proveniente da usina solar fotovoltaica, seja um produto de curto prazo. Ou seja, o objetivo é deixá-lo descontratado estrategicamente em alguns meses e reservado para ser liquidado no MCP, com a finalidade de proporcionar uma autoproteção contra perdas financeiras advindas de cenários de GSF. Além disso, a proposta visa à otimização do uso dos sistemas de transmissão/distribuição e dos recursos energéticos ao aproveitar a complementaridade entre eles.

Ao considerar os montantes de energia referentes ao pior histórico de GSF e um fator de capacidade (FC) igual a 24%, a contribuição energética da FVF para a hibridização foi calculada para os três cenários de sazonalização da garantia física conforme equação 5. Adotando-se como referência os dados da FVF instalada na UHE Sobradinho (1 MWp de potência instalada para cada 11 km² de área ocupada), foi possível estimar a área de instalação da FVF em

relação à área do reservatório da usina (2.850 km²). A tabela 3 resume os resultados encontrados.

$$PFVF(MWp) = \frac{Montante\ do\ pior\ cenário\ de\ GSF\ (MWh)}{FC} \quad (5)$$

Tabela 3 – Comparativo do impacto financeiro para UHE Tucuruí. Fonte: autora.

Cenários	PFVF (MWp) com FC = 24%	Área da FVF (km²)	Taxa de ocupação da área (%)
Regra Atual	18.956,71	208,52	7,32
Regra de transição	13.365,21	147,02	5,16 (−2, 16%)*
Regra após 2027	10.357,37	113,93	4,0 (−3, 32%)*

*Em relação à regra atual

Os resultados mostram que as áreas requisitadas para a instalação das FVFs de acordo com os valores de PFVF ocupam uma porcentagem não tão significativa em relação a área total do reservatório. Em relação ao cenário da regra atual, os valores de PFVF e de suas respectivas taxas de ocupação da área das regras de transição e após 2027 são menores. A escolha do melhor valor de PFVF seria a do cenário da regra de sazonalização a ser aplicada a partir de 2027. É interessante notar que as diferenças entre os cenários de sazonalização demonstram a relevância das mudanças regulatórias na formulação de estratégias de gestão de riscos baseadas em respostas com ativos de geração.

Dessa forma, os resultados revelam que a solução proposta tem o potencial e pode ser considerada uma alternativa para proporcionar uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Contudo, pode ser inviável e não atrativa para os agentes do mercado devido: (i) aos elevados valores de PFVF aos quais indicam que os investimentos também devem ser elevados; e (ii) à dinâmica regulatória do setor, pois futuras normas podem alterar novamente as regras de sazonalização da garantia física e até mesmo decidir o fim do MRE.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O dimensionamento da usina FVF levou em consideração o pior cenário de GSF entre os anos de 2015 a 2020 e os novos critérios para a sazonalização da garantia física para fins de alocação de energia no MRE estabelecidas pela Resolução no. 899/2020. Os resultados revelam que a solução proposta tem o potencial de proporcionar uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Entretanto, infere-se que, devido à dinamicidade das mudanças regulatórias e aos altos valores de potência necessários a cobrir as exposições no MCP, aos quais sugerem altos investimentos dos empreendimentos, a viabilidade da proposta depende das disponibilidades energéticas dos recursos no local que se pretende construir o empreendimento híbrido, do dimensionamento e performance das usinas. Nesse sentido, mesmo sem os benefícios do compartilhamento do uso do sistema, a estratégia de gestão de riscos de preços de curto prazo baseada na tipologia portfólios comerciais de usinas híbridas devem ser levados também em consideração, pois apenas requerem um envolvimento comercial-contratual ao passo que permitem aproveitar a complementaridade temporal e espacial dos recursos energéticos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução nº 954, de 30 de novembro de 2021. Dispõe sobre o tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-954-de-30-de-novembro-de-2021-364715864>.

ANEEL, A. N. de E. E. Análise das contribuições recebidas na consulta pública n. 061/2020 e proposta de abertura de segunda fase da consulta pública com vistas ao tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. 2020.

CCEE, C. de Comercialização de E. E. Aprovação do pl do risco hidrológico no senado libera passivo de quase R$ 9 bilhões. 2020.

CCEE, C. de Comercialização de E. E. Informações ao mercado - painel de geração. 2021.

CCEE, C. de Comercialização de E. E. Modernização do setor elétrico: Relatório do grupo temático aprimoramento do mre. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/mre.pdf>.

CCEE, C. de Comercialização de E. E. Preços média mensal. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_media_mensal?_adf.ctrl-state=10rjp6wxnp_168&_afrLoop=291470077422471#! >.

CCEE, C. de Comercialização de E. E. Regras de comercialização - mecanismo de realocação de energia. Versão 2022.2.0, 2021.

ELETRICIDADE, M. da. Usina hidrelétrica tucuruí. 2020.

EPE, E. de P. E. Escassez hídrica e o fornecimento de energia elétrica no brasil. 2021.

EPE, E. de P. E. Geração eólica e fotovoltaica. dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas. 2021.

EPE, E. de P. E. olar fotovoltaica flutuante - aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento. Nota Técnica, 2020.

EPE, E. de P. E. sinas híbridas - uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Nota Técnica, 2018.

GESEL, G. de Estudos do S. E. A questão do gsf e a lição de edmund burke. 2020. Disponível em:

<http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/03_carvalho_2020_09_01.pdf>.

ONS, O. N. do S. E. Glossário dos procedimentos de rede. 2021.

ONS, O. N. do S. E. Imprensa notícias: Escassez hídrica. 2021.

ONS, O. N. do S. E. Resultados da operação - histórico da operação. 2021. Disponível em: < http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>.

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM HABITAÇÕES DE INTERESSE SOCIAL

Franciele de Libero Espírito Santo[1]; Carmen Luisa Barbosa Guedes[1]; Juliani Chico Piai Paiva[1]

[1]*Universidade Estadual de Londrina*

RESUMO

A busca pela eficiência energética tanto no uso final, quanto na geração de energia elétrica, tem sido impulsionada em todo o mundo. No Brasil, desde 2007, determinou-se que a Companhia de Desenvolvimento Habitacional e Urbano (CDHU) deveria se consolidar, não só como produtora de Habitação de Interesse Social (HIS), mas como uma agente promotora de sustentabilidade do setor. Pensando a energia elétrica, a primeira iniciativa foi a instalação de Sistemas de Aquecedores Solares (SAS) de água para o uso do chuveiro. O segundo passo seria a instalação de placas fotovoltaicas para a geração de energia elétrica localmente. Dessa forma, as HIS se tornariam menos dependentes da eletricidade da rede de distribuição, elevando a qualidade de vida das famílias através da redução das despesas. Sendo assim, o presente artigo propõe uma metodologia de avaliação da viabilidade técnica e econômica para a instalação associada de painéis fotovoltaicos e aquecimento solar de água (já existente nos projetos) nas Habitações de Interesse Social. Para isso, foi realizado um estudo de caso em um conjunto habitacional, localizado na cidade de Adamantina - São Paulo. O resultado obtido foi positivo, indicando que não são necessárias adequações construtivas e a Taxa de Retorno do Investimento (TIR) é maior que o custo de oportunidade de um investimento em renda fixa. Além disso, a metodologia poderá ser replicada em diferentes empreendimentos do governo e, se verificada a viabilidade de implantação da geração fotovoltaica, associada as medidas de eficiência energética já regulamentadas, será um avanço na garantia dos direitos sociais das famílias de baixa renda.

Palavras-chave: Viabilidade Técnica; Viabilidade Econômica; Eficiência Energética; Geração Distribuída.

ABSTRACT

The search for energy efficiency both in end use and in the generation of electricity has been driven around the world. In Brazil, since 2007, it was determined that the Housing and Urban Development Company (CDHU) should consolidate itself, not only as a producer of Social Interest Housing (HIS), but as an agent promoting the sector's sustainability. Thinking about electrical energy, the first initiative was the installation of Solar Water Heater Systems (SAS) for shower use. The second step would be the installation of photovoltaic panels to generate electricity locally. In this way, HIS would become less dependent on electricity from the distribution network, improving the quality of life of families by reducing expenses. Therefore, this article proposes a methodology for evaluating the technical and economic feasibility for the associated installation of photovoltaic panels and solar water heating (already existing in the projects) in Social Interest Housing. For this, a case study was carried out in a housing project, located in the city of Adamantina - São Paulo. The result obtained was positive, indicating that constructive adjustments are not necessary and the Investment Return Rate (IRR) is greater than the opportunity cost of a fixed income investment. In addition, the methodology can be replicated in different government projects and, if the feasibility of implementing photovoltaic generation, associated with energy efficiency measures already regulated, is verified, it will be an advance in guaranteeing the social rights of low-income families.

Keywords: Technical Viability; Economic Viability; Energy Efficiency; Distributed Generation.

1. INTRODUÇÃO

Devido ao aumento das atividades sociais e econômicas em todo o mundo, a demanda por energia elétrica está em constante crescimento (SAMPAIO, 2017). Para atender tal demanda, as alternativas energéticas renováveis têm se tornado o foco de muitas pesquisas na busca pelo desenvolvimento sustentável (SILVA; SHAYANI; DE OLIVEIRA, 2018).

A energia solar fotovoltaica tem um grande potencial de crescimento (MORAIS, et al., 2021). O Brasil é um país privilegiado neste sentido. Localizado em zonas de clima tropical e subtropical, a intensidade de radiação solar favorece o uso deste tipo de energia. Apesar disso, a matriz elétrica brasileira é composta por 83% de recursos renováveis, e a geração fotovoltaica ainda representa menos de 2% (SIGA ANEEL).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio das disposições da Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 482/2012, incentivou pela primeira vez o uso da energia solar fotovoltaica no Brasil. Foram estabelecidas condições gerais para a microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica. Com base na resolução, os consumidores podem gerar energia elétrica e fornecer o excedente para a rede local, compensando o uso de energia nos horários em que a geração não consegue atender a demanda da edificação, por exemplo, no período da noite. Três anos depois, em novembro de 2015, a REN nº 482 voltou a ser alvo de discussões com a publicação da Resolução Normativa nº 687. Dentre os objetivos principais almejados com a nova intervenção estavam a simplificação do processo de conexão e o aumento do público alvo atendido pela REN nº 482. Ainda, aprovado pela Câmara dos Deputados no dia 18 de agosto de 2021, o Projeto de Lei nº 5.829 de 2019, pretende revisar diversos critérios vigentes para empreendimentos de micro e minigeração distribuídas, com o objetivo de garantir a segurança jurídica e estimular o desenvolvimento desse tipo de geração no cenário brasileiro. Dentre os principais objetivos do projeto está a reformulação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (SCHULTZ, Alexandre et al., 2021).

Na mesma direção, o uso da energia solar passou a ser incentivado nas Habitações de Interesse Social (HIS) no Brasil. Através do Programa Minha Casa Minha Vida (PMCMV), criado em julho de 2009, foram estimulados os projetos incluindo sistemas de energia solar térmica, preferencialmente naqueles localizados nas regiões sul, sudeste e centro-oeste, conforme Portaria do Ministério das Cidades nº 93, de 24 de fevereiro de 2010 (MAIA; LIMA; DE CARVALHO GOMES, 2019). Considerada uma experiência de sucesso pelo

Governo Federal, a implantação do Sistema de Aquecimento Solar (SAS) tornou-se obrigatória, na segunda fase do programa (PMCMV2), para as unidades urbanas unifamiliares em todo o Brasil (GALAN, 2016). Já em sua terceira fase, o programa contou com a publicação da Portaria nº 643, de 13 de novembro de 2017, que estabeleceu a obrigatoriedade de medidas para redução do consumo de energia elétrica por meio de energia solar, seja ela SAS ou Sistemas Fotovoltaicos (SFV), para unidades habitacionais térreas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste. Em 2020, o PMCMV deixou de existir e foi substituído pelo Programa Casa Verde e Amarela, que tem como objetivo construir e financiar unidades habitacionais, mas também atuar na regularização fundiária e na melhoria de casas e apartamentos já construídos (MELO, 2021). De acordo com a Portaria nº 959 de 18 de maio de 2021, a instalação de sistema de geração de energia elétrica fotovoltaica individualizado nas unidades habitacionais de interesse social se tornou obrigatória.

Sendo assim, o presente trabalho propõe uma metodologia de avaliação da viabilidade de implantação de SFV nas Habitações de Interesse Social. Para isso, foi realizado em estudo de caso em um conjunto habitacional na cidade de Adamantina - São Paulo. Sob as óticas técnica e econômica, pretende-se conceber um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), através de simulações computacionais e cálculos de indicadores econômicos. Ressalta-se que a discussão do tema vai além das esferas de combate ao déficit habitacional e de diversificação da matriz energética, sendo um passo em direção a garantia de inclusão social e dos direitos sociais das famílias.

2. METODOLOGIA

O presente estudo foi realizado em um conjunto habitacional, denominado Adamantina O, localizado no bairro Parque Residencial Itamarati em Adamantina - São Paulo - Brasil. De acordo com dados do IBGE, a cidade se estende por 411,987 km², com as seguintes coordenadas geográficas: latitude 21° 40' 32" Sul e longitude: 51° 3' 47". O conjunto habitacional Adamantina O é

composto de 45 casas de 48,81 m² de área construída, distribuídos em dois dormitórios, sala, cozinha, banheiro e área de serviço.

O levantamento de informações foi realizado por meio de consultas a Prefeitura da cidade e coleta de dados em campo. A Prefeitura disponibilizou o processo de aprovação de projeto e o manual que é entregue ao proprietário. Foi realizado uma pesquisa de campo para levantamento dos dados de consumo de energia elétrica que subsidiaram o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica.

2.1. Projeto Fotovoltaico

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi desenvolvido pelo método analítico e confirmado pelo software PV*SOL Premium®. O método analítico é realizado seguindo os procedimentos da avaliação do recurso solar do local de instalação do sistema, a temperatura ambiente e a análise das características elétricas de módulos e inversores que possam atender o projeto.

Para implementar o projeto no software foram consideradas as entradas relacionadas à localização e o consumo a ser compensado por rendimento anual. A demanda mensal média do estudo de caso é de 120 kWh, sendo a demanda anual de 1440 kWh.

O programa contém uma vasta base de dados de módulos e inversores. Selecionou-se o módulo CS3W – 395P da Canadian Solar e especificou-se as condições de instalação como número de módulos, situação de montagem, inclinação e orientação. A escolha do inversor também foi feita através da base de dados do PV*SOL.

2.2 Análise Técnica

A Portaria nº 660, de 14 de novembro de 2018, trata sobre as diretrizes para elaboração de projetos e estabelece também as especificações técnicas mínimas para cada unidade habitacional no âmbito do PMCMV.

Para analisar a viabilidade técnica de implantação de um SFV nas habitações de interesse social, deve-se começar identificando os tipos de fundações que são usadas nas construções, qual o sistema construtivo da HIS executada, alvenaria estrutura ou convencional e tipo de estrutura utilizada na cobertura.

2.3. Análise Econômica

A primeira etapa para analisar a viabilidade econômica do projeto, consiste em verificar se existe necessidade de adaptação técnica, ou seja, será necessária alguma adequação nas características construtivas da edificação? Se sim, todo o investimento necessário deve ser obtido e somado ao custo de instalação do sistema fotovoltaico na HIS. Além disso, o custo da energia elétrica deve ser estimado. Este valor é a referência para avaliação da viabilidade de implantação do SFV nas habitações.

De acordo com o fabricante dos módulos fotovoltaicos, o equipamento apresenta uma degradação anual de seu rendimento: 2,5% para o primeiro ano de funcionamento e 0,7% para os anos consecutivos. Assim, a quantidade de energia produzida pelo sistema irá diminuir ao longo dos anos, com isso também, o retorno financeiro por parte do sistema, sendo essa redução considerada como desconto no valor presente líquido do investimento e taxa interna de retorno. O reajuste médio anual da tarifa de energia elétrica por parte da concessionária de energia também deve ser considerado.

De acordo com o fluxo de caixa anual resultante, fluxo de caixa descontado e acumulado pelo sistema, pode se ter uma análise econômica prévia à instalação do sistema.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Projeto Fotovoltaico

Inseridas as coordenadas geográficas da cidade de Adamantina, a plataforma CRESESB disponibiliza o histórico de irradiação no plano horizontal,

na análise com ângulo igual à latitude, na maior média anual para a localidade analisada e a maior média mensal. Cada uma destas análises está associada a um ângulo de inclinação referenciado ao Norte. Esses dados são de grande importância para a análise da quantidade de painéis necessária para a geração proposta, assim como a potência.

Aplicando os dados de irradiação coletados na plataforma CRESESB e considerando a demanda diária média a ser atendida (kWh/dia) igual a 4 kWh/dia, é possível obter o número de painéis fotovoltaicos necessários através das Equações 1 e 2.

$$\mathrm{PFV\ (WP)} = \frac{4000\ \mathrm{Wp/dia}}{5{,}13\ \mathrm{(h)} * 0{,}73} = 1068{,}4\mathrm{Wp\ e} \qquad (1)$$

$$\mathrm{R} = \frac{1068{,}40\ \mathrm{(Wp)}}{395\ \mathrm{(Wp)}} \cong 3, \qquad (2)$$

onde: $\mathrm{PFV\ (WP)}$ corresponde a potência necessária em Watt-pico e R o número de painéis necessários considerando a potência do painel comercial selecionado (395Wp - Canadian Solar, modelo Canadian Solar Inc. CS3W-395P).

A potência nominal total do sistema $(1185\ \mathrm{Wp})$ é importante para determinar o intervalo de potência recomendado para o inversor é de 0,82 a 1.42 kW.

O dimensionamento através do software PV*SOL indicou uma potência total de 1,23 kWp capaz de suprir a demanda de energia dos moradores da residência onde este será instalado. Foram necessários 3 módulos fotovoltaicos, dispostos em uma fileira ligados em série. Sendo assim, o resultado do software e do método analítico foi o mesmo.

Além disso, é importante ressaltar que a área necessária para disposição dos painéis é de 6,10 m².

3.2 Análise Técnica

A fundação das residências é do tipo radier e foi executada sobre o terreno previamente compactado. Houve um rebaixo no radier, com altura de 30 cm, onde está localizado o banheiro que foi preenchido com tijolo. A calçada perimétrica está incorporada ao radier e tem caimento de 2% para o exterior. A cota do piso interno acabado ficou 5 cm acima da cota da calçada externa. Todas as etapas, bem como as especificações dos materiais a serem utilizados, foram executadas conforme detalhes constantes no projeto de fundação.

O sistema de estrutura adotado para o Conjunto Habitacional é composto de alvenaria estrutural e laje do tipo mista-pré. O escoramento da laje é em pontalete de madeira de pinho, eucalipto ou escora metálica. a alvenaria os blocos com dimensões reais 14x19x39 cm, foram assentados com argamassa fak=4,0 Mpa.

Para cobertura utilizou-se estrutura em aço. A estrutura foi apoiada e fixada em pontaletes metálicos estruturais devidamente fixados na laje de cobertura e nos oitões. Ela foi apoiada e toda parafusada, não sendo admitido qualquer tipo de solda na obra. A telha utilizada na cobertura é cerâmica, tipo mediterrânea, com inclinação de 34%.

Sendo assim, analisando as características que a HIS foi executada, as cargas a serem imposta pelas placas fotovoltaicas não impactam a estrutura. Pois, de acordo com o memorial de cálculo fornecido pela prefeitura da cidade de Adamantina, foi previsto uma carga acidental nessa cobertura de 0,05 tf/m².

3.3 Análise Econômica

Foi considerado que no caso em estudo não é necessária nenhuma adequação técnica-construtiva, o custo estimado de implantação do sistema se baseia unicamente no fotovoltaico.

A referência utilizada neste caso foi de R$ 8000,00. O total de energia consumida anualmente pela residência foi de 1824 kWh e a tarifa da concessionária local considerada foi R$ 0,57246 por kWh. O custo de

manutenção preventiva do sistema, bem como a reserva de capital para substituição do inversor em seu 12º ano de funcionamento seria uma fração de 1,00% do custo do sistema ao ano, com um reajuste anual de 4,00% para acompanhar a inflação média. O reajuste médio anual da tarifa de energia elétrica foi obtido com base nos aumentos de tarifa dos últimos anos, sendo considerada 8% ao ano.

A mediana das projeções para a variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em 2020 aumentou de 1,94% em 11 de setembro, para 4,21% em 4 de dezembro de 2020. Assim, a inflação média considerada foi de 4,00%, um valor condizente com as previsões. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) considerada foi de 2,66% ao ano, tomando-se como custo de oportunidade do cliente um investimento de renda fixa no tesouro direto nacional da taxa básica de juros da economia (SELIC). Tal investimento foi escolhido por ser uma forma de investimento muito comum e que apresenta um rendimento um pouco superior ao da poupança.

Os dados da análise econômica estão organizados na Tabela 1. De acordo com o fluxo de caixa anual resultante, fluxo de caixa descontado e acumulado pelo sistema, Figura 1, o projeto terá um lucro bruto ao final do 25º ano de aproximadamente R$ 9807,28; VPL R$ 10.002,33; TIR 8% ao ano e Payback 18,08 anos.

Tabela 1 – Parâmetros utilizados para o método do fluxo de caixa

Parâmetros	**Valor**	
Custo do Sistema Fotovoltaico	R$ 8000,00	
Tarifa de energia elétrica	R$ 0,57246	kWh
Custo de disponibilidade do sistema	R$ 600,00	ao ano
ICMS	25,00%	ao ano
Reajuste Tarifário	8,00%	ao ano
Degradação 1° ano	2,50%	ao ano
Degradação após 1º ano	0,70%	1° ano
% Do Investimento Inicial com O&M ao Ano 1,00%	R$ 87,00	ao ano
Reajuste O&M	4,21%	ao ano
Custo de Oportunidade TMA	2,66%	ao ano

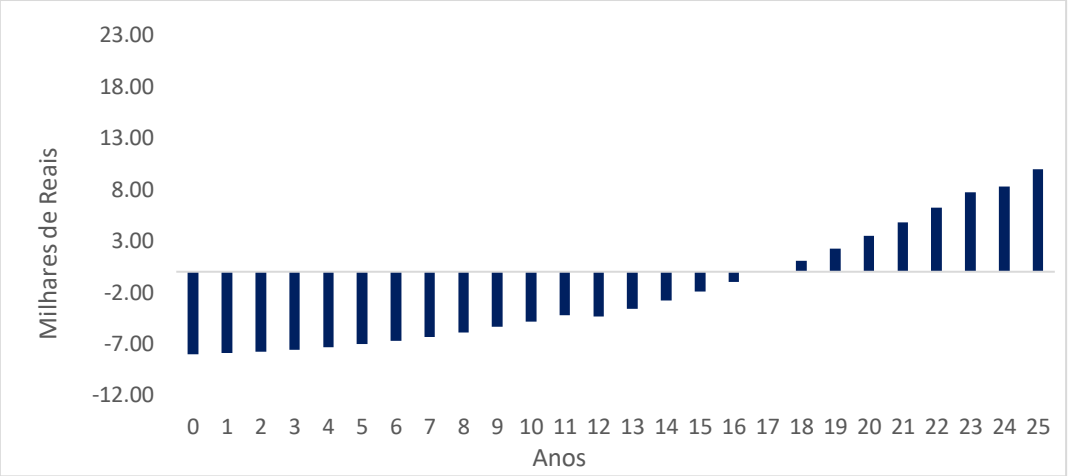


Figura 1 – Fluxo de caixa acumulado

3.4 Metodologia de análise da viabilidade

Considerando todas as etapas que foram realizadas no estudo de caso, para a análise da viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas solares fotovoltaicos em Habitações de Interesse Social, foi desenvolvido um método replicável. Ainda, é possível através desta análise, verificar impedimentos construtivos que podem ser ajustados já na etapa de projeto. A Figura 2 apresenta um resumo da metodologia proposta.

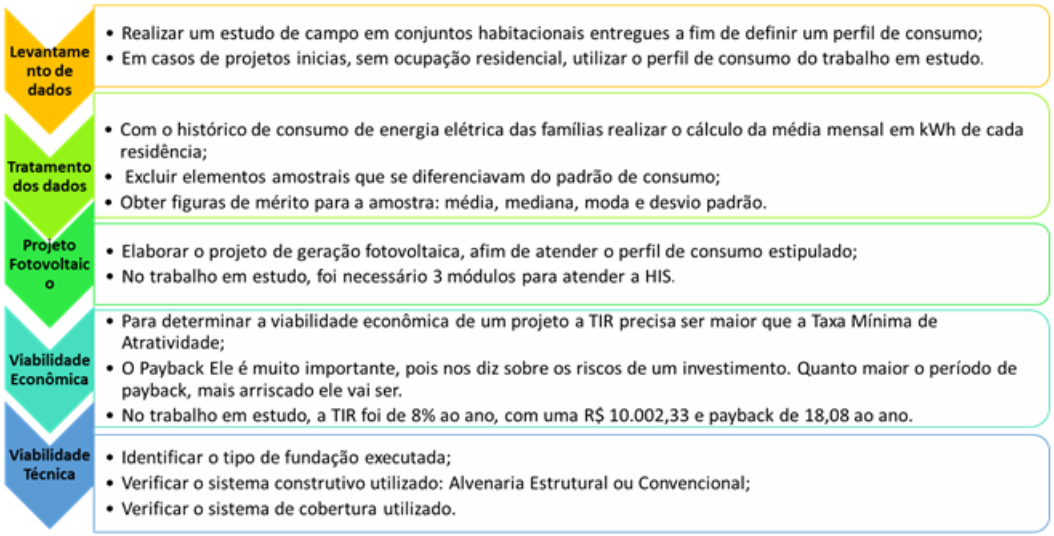


Figura 2 – Método para a avaliação da viabilidade de implantação de SFV em Habitações de Interesse Social

4. CONCLUSÕES

Através de um estudo de caso, foi possível desenvolver uma metodologia de avaliação da viabilidade de implantação de Sistema Fotovoltaico em Habitações de Interesse Social. A metodologia poderá ser replicada, em Conjuntos Habitacionais que tem como projeto a implantação de placas fotovoltaicas.

De acordo com os resultados obtidos no estudo de caso, do ponto de vista econômico, a aplicação dos indicadores evidencia a viabilidade da proposta. Sob o ponto de vista técnico a construção da HIS em estudo, suporta às cargas a ser imposta pelas placas fotovoltaicas, não impactando a estrutura ou cobertura.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GALAN, Jair Ramos. Avaliação da Utilização de Aquecimento Solar de Água para Casas do Programa Minha Casa Minha Vida no Conjunto Habitacional Milton De Paula Walter na Cidade de Campo Mourão - Paraná. Orientador: Prof. Msc. Roberto Widerski. 2016. 38 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Civil) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campo Mourão, 2016.

MAIA, Doralice Sátyro *et al*. Energia Solar Em Habitações Populares: Uma Experiência na Política Habitacional Brasileira. V Simposio Internacional de la Historia de la Electrificación, [*S. l.*], ano 2019, 11 maio 2019. La electricidad y la transformación de la vida urbana y social, p. 861-879.

MELO, Sarah Silva de. Análise Comparativa entre Programas Governamentais de Habitação: Programa Minha Casa Minha Vida e Programa Casa Verde e Amarela. Orientador: Prof. Alexandre de Carvalho Paranaíba. 2021. 24 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciências Contábeis) - Pontifícia Universidade Católica de Goiás, Goiânia, 2021.

MORAIS, Fabrício Higo Monturil de *et al*. Influência da Irradiação Solar na Análise de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos. Revista Brasileira de Meteorologia, [*S. l.*], ano 2021, p. 1982-4351, 6 dez. 2021.

SAMPAIO, RAIMUNDO FURTADO. Sistema de Automação Distribuído: Uma Abordagem Baseada em Multiagente Aplicada a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Média Tensão. Orientador: Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão. 2017. 226 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

SCHULTZ, Alexandre. Análise da Viabilidade Econômica da Utilização do Sistema Fotovoltaico em Habitações de Interesse Social em Belo Horizonte, MG. Orientador: Dr.ª Eleonora Sad de Assis. 2021. 90 p. Monografia (Especialista em Sustentabilidade em Cidades) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2021.

SILVA, Lara Raquel de Jesus Rodrigues; SHAYANI, Rafael Amaral; DE OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves. Análise comparativa das fontes de energia solar fotovoltaica, hidrelétrica e termelétrica, com levantamento de custos ambientais. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2018.

AVALIAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE MATERIAIS CERÂMICOS PARA USO EM TROCADORES DE CALOR COM MICROTURBINAS A GÁS

Deiglys Borges Monteiro

Universidade Nove de Julho

RESUMO

A eficiência das turbinas a gás está diretamente relacionada à temperatura do gás em sua entrada: quanto maior a temperatura maior também será a eficiência. Contudo, a operação em tais condições exige o uso de trocadores de calor para recuperação do calor residual, capazes de operar por longos períodos nestas condições desfavoráveis e cujas temperaturas podem alcançar 1300°C. Sob tais condições, o gás de processo sai da turbina em condições que favorecem a corrosão dos materiais com os quais tem contato como, por exemplo, o material do regenerador. No caso de trocadores de calor metálicos, é comum o uso de ligas metálicas como aços inoxidáveis e ligas de Níquel, incluindo algumas superligas como a INCONEL e a Hastelloy visando aumentar a resistência à corrosão. Contudo, muitas vezes o custo da liga é elevado, restringindo sua utilização a aplicações de maior porte e limitando os ganhos em desempenho e eficiência nas aplicações que envolvam mini e microgeração. Uma alternativa às ligas metálicas para superar tais problemas é a utilização de materiais cerâmicos uma vez que estes materiais apresentam elevada resistência a corrosão mesmo após longos períodos de exposição a fluidos corrosivos e suportam a operação nestas temperaturas elevadas, que excedem em muitos casos o limite da maioria das ligas metálicas sem, no entanto, apresentar o mesmo custo proibitivo. Apesar destas importantes características, a utilização de materiais cerâmicos como material de construção de componentes como trocadores de calor ainda é incipiente, fato este que pode ser verificado através dos poucos dados e correlações disponíveis, estas sendo necessárias para o dimensionamento e especificação do trocador de calor para cada aplicação. Em sua maioria, as correlações existentes são derivadas de trocadores de calor metálicos, sendo

adaptadas para uso com material cerâmico. Contudo, tal prática frequentemente introduz erros significativos nas correlações e resultados, comprometendo os ganhos que podem ser obtidos. Isto ocorre uma vez que a fabricação de componentes utilizando materiais cerâmicos por meio de processos tradicionais ainda exige a utilização de espessuras significativamente maiores do que as possíveis quando da utilização de materiais metálicos. Isto se deve às características mecânicas das cerâmicas, como comportamento intrinsicamente frágil, porosidade, etc. Grande parte dos trabalhos encontrados na literatura versando sobre o tema considera apenas o uso do Carbeto de Silício (SiC) como material dada sua maior condutividade térmica e tenacidade à fratura, comparada às das outras cerâmicas. Para a Alumina (Al_2O_3), também é possível encontrar alguns trabalhos visando a utilização com turbinas a gás em ciclos com câmaras de combustão externa. Contudo, além destas cerâmicas, outras como o Nitreto de Silício (Si_3N_4), Nitreto de Alumínio (AlN), dentre outras, se apresentam como possíveis candidatas para cumprirem com função semelhante. Visto que tais cerâmicas possuem propriedades como a condutividade térmica distintas em relação ao SiC, uma comparação da influência que a substituição deste material por outra cerâmica tem sobre a efetividade do trocador de calor e seu desempenho geral é necessária. O presente trabalho visa realizar o levantamento das cerâmicas com potencial para utilização em microgeração, em termos de suas propriedades termo físicas e mecânicas. Visa ainda levantar as características geométricas que os trocadores de calor devem ter para utilização como regenerador em ciclos com microturbinas visando o aumento da eficiência do ciclo. A partir destes levantamentos, simulações numéricas serão conduzidas como parte de trabalhos futuros para avaliação quantitativa do desempenho dos trocadores de calor utilizando as cerâmicas identificadas e verificação da necessidade de alterações geométricas nos trocadores de calor identificados como sendo adequados para uso em microgeração. Um desdobramento importante deste trabalho inicial e do trabalho futuro com simulação numérica é a realização de um projeto termodinâmico em que a eficiência e condições gerais de operação

de um ciclo a gás serão determinadas visando a microgeração para atendimento de áreas remotas.

Palavras-chave: Microturbina; Trocadores de calor; Cerâmicos; Eficiência.

1. INTRODUÇÃO

É amplamente reconhecido que a operação de uma turbina a gás com temperatura em sua entrada mais elevada resulta na elevação da eficiência de seu ciclo. O aumento da eficiência é uma maneira importante para se que cumpra com diversos requisitos simultaneamente, tais como redução da demanda de insumos energéticos e das emissões de gases de efeito estufa. Ainda que a elevação desta temperatura de entrada seja uma prática comum, possível através do uso de regeneradores, os aumentos de temperatura na entrada da turbina são limitados entre outros por se utilizar materiais metálicos em sua construção e aumentos maiores somente serão possíveis mediante o uso de materiais que suportem trabalhar em temperaturas elevadas por períodos prolongados (BAYANIAHANGAR *et al*, 2022; DU *et al*, 2022; HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; ÇENGEL e BOLES, 2015; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007; MORAN *et al*, 2003).

Embora os materiais metálicos cumpram adequadamente com muitos dos requisitos e exigências em aplicações envolvendo trocadores de calor uma vez que possuem condutividade térmica elevada, boa resistência e rigidez mecânica, boa resistência a fluência, tenacidade a fratura elevada e boa resistência à corrosão (no caso de algumas ligas), os mesmos sofrem com taxas de corrosão elevadas ou perda de propriedades mecânicas quando utilizados por períodos prolongados em temperaturas elevadas e na presença de substâncias com potencial corrosivo elevado, como é o caso dos gases produtos de combustão que saem da turbina (HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010).

Uma alternativa aos metais para aplicações com as características mencionadas e visando o aumento da temperatura de entrada da turbina são os materiais cerâmicos. Embora as cerâmicas sejam usualmente utilizadas como isolantes térmicos devido à sua baixa condutividade térmica, algumas possuem condutividade elevada o suficiente para, em conjunto com um projeto geométrico adequado, permitir o seu uso em aplicações como em trocadores de calor. Não obstante, dado que as cerâmicas possuem elevada resistência à corrosão, seu uso tem se mostrado interessante em aplicações visando aumento de eficiência energética em ciclos com turbinas a gás (HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

Grande parte dos trabalhos encontrados na literatura versando sobre o tema consideram duas cerâmicas técnicas como material, sendo elas o SiC (Carbeto de Silício) a mais importante, seguida pela Alumina (Al_2O_3). Estas cerâmicas em geral são consideradas como opções em virtude de sua condutividade térmica razoável bem como boas propriedades mecânicas. Todavia, outras cerâmicas técnicas como Nitreto de Silício e Nitreto de Alumínio apresentam características que tornam seu uso favorável (HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

No caso dos trocadores de calor cerâmicos (TCCs), deve-se considerar que as características geométricas podem apresentar diferenças importantes em relação aos trocadores de calor metálicos sendo isto devido não somente aos processos de fabricação utilizados como também em virtude das propriedades e características das cerâmicas (MELLO et al, 2017; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

Dentre as geometrias mais importantes, cabe destaque à geometria placa-aleta, que não somente é simples como também permite o uso de

materiais cerâmicos em sua construção. Como principal diferença em relação aos trocadores de calor metálicos (TCMs) deste tipo, um TCC do tipo placa-aleta possui placas e aletas significativamente mais espessas. Isto se deve às limitações não somente dos processos de manufatura tradicionais utilizando cerâmicas como também às características intrínsecas dos materiais cerâmicos. Cabe ressaltar que processos de manufatura aditiva têm sido empregados na construção de TCCs, sendo uma promessa importante que poderá permitir a produção de TCCs com geometria otimizada (BAYANIAHANGAR *et al*, 2022; DU *et al*, 2022; HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

Sendo assim, as correlações existentes para TCMs relacionadas à capacidade do trocador de calor transferir calor bem como à sua perda de carga são diferentes daquelas para um TCC. Deste modo, a utilização de tais correlações para TCCs não é interessante, podendo resultar no projeto de componentes cuja efetividade e perda de carga pode comprometer os potenciais ganhos advindos de seu emprego no ciclo (MELLO et al, 2017; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

As simulações numéricas têm sido empregadas com sucesso no projeto de TCCs, permitindo otimizar sua geometria no que tange à transferência de calor e perda de carga, levantar correlações como dos coeficientes “j” e “f” de transferência de calor e perda de carga, respectivamente, bem como determinar os carregamentos mecânicos derivados dos gradientes de temperatura nas diversas partes do componente e prever possíveis problemas estruturais. Como principal vantagem, as simulações numéricas permitem explorar diferentes cenários em um tempo relativamente curto e menor custo. Usualmente as simulações são conduzidas para avaliação do desempenho destes componentes em diferentes condições operacionais ou a influência que alterações

geométricas tem sobre este desempenho. A despeito das diferentes propriedades térmicas e mecânicas, encontram-se poucos trabalhos em que se compara o desempenho do TCC utilizando diferentes materiais, sendo esta uma lacuna importante na literatura (MELLO et al, 2017; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007).

O presente trabalho tem como objetivo apresentar as características de algumas cerâmicas com potencial para serem utilizadas em TCCs destinados a operação em ciclos com turbinas a gás. O mesmo é parte de um projeto de pesquisa em que se objetiva avaliar a influência que os diferentes materiais cerâmicos possuem sobre o desempenho de um TCC e propor o material mais adequado visando a utilização em ciclos com turbinas a gás. A partir deste levantamento serão realizadas simulações numéricas para avaliação do desempenho do TCC com estes diferentes materiais na referida aplicação a partir das quais os resultados permitirão sugerir melhorias nas geometrias em função de cada material bem como potenciais configurações para determinadas condições operacionais destes ciclos.

2. METODOLOGIA

O levantamento das características das cerâmicas que apresentam potencial uso em ciclos com turbinas a gás foi realizado considerando inicialmente um conjunto de propriedades físicas e mecânicas que permitirão ao TCC ter bom desempenho térmico e mecânico. As propriedades inicialmente consideradas e sua relação com o desempenho do TCC estão relacionadas a seguir.

2.1 Condutividade térmica

Para que o TCC possua desempenho adequado o material candidato deve ter condutividade térmica elevada, que é uma medida da facilidade com que um material conduz a energia térmica entre dois pontos. Logo, quanto maior seu valor, mais facilmente o calor poderá ser conduzido, sendo esta propriedade

essencial para este componente. No caso de materiais cerâmicos, isto representa um desafio uma vez que estes materiais são intrinsicamente bons isolantes térmicos, ou seja, apresentam usualmente condutividade térmica reduzida. A despeito disto, algumas cerâmicas técnicas apresentam para as condições de operação típicas dos TCCs condutividade térmica similar à de algumas ligas metálicas (ÇENGEL e GHAJAR, 2020; MONTEIRO e MELLO, 2012; BERGMAN *et al*, 2011; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

A Tabela 1 (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003) apresenta a condutividade térmica para algumas cerâmicas técnicas.

Tabela 1 – Condutividade térmica de algumas cerâmicas selecionadas

Cerâmica	**Condutividade térmica [W m^-1 K^-1]**
Al_2O_3	30 – 35
AlN	200 – 280
ZrO_2	6 – 7
MgO	37
SiC	84 – 93
Si_3N_4	25

2.2 Coeficiente de expansão térmica

O coeficiente de expansão térmica é uma propriedade física que determina o grau de variação dimensional de um material em função da variação de temperatura. No caso dos trocadores de calor tipo placa-aleta é comum a existência de gradientes térmicos elevados. O uso de materiais cerâmicos se mostra desafiador pois tais materiais são intrinsicamente frágeis, exigindo coeficientes de expansão reduzidos para se evitar tensões térmicas elevadas

que não possam ser acomodadas na forma de deformação pelo material de construção (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

A Tabela 2 (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003) apresenta o valor desta propriedade para algumas cerâmicas técnicas.

Tabela 2 – Coeficiente de expansão térmica de algumas cerâmicas selecionadas

Cerâmica	**Coeficiente de expansão térmica [µm m^-1 °C^-1]**
Al_2O_3	7.2 – 8.8
AlN	5.6
ZrO_2	12
MgO	13.5
SiC	4.3 – 4.8
Si_3N_4	3.1 – 3.7

2.3 Tenacidade à fratura

A tenacidade fratura de um material se relaciona ao mecanismo de propagação de trincas e ao fator de concentração de tensão crítico do material. Cerâmicas, em geral, apresentam tenacidade à fratura significativamente menor do que os metais, especialmente em temperaturas mais baixas. A despeito disto, e considerando a temperatura de operação elevada de um TCC junto a uma turbina a gás, existem cerâmicas que possuem tenacidade a fratura elevada o bastante para permitirem seu uso nestas aplicações (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

A Tabela 3 (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003) apresenta o valor da tenacidade a fratura para algumas cerâmicas selecionadas.

Tabela 3 – Tenacidade à fratura de algumas cerâmicas selecionadas

Cerâmica	Tenacidade a fratura - K_{Ic} [MPa $m^{-1/2}$]
Al_2O_3	2.0 – 6.0
AlN	3.0 – 5.9
ZrO_2 (parcialmente estabilizada)	3.0 – 15.0
MgO	2.5
SiC (prensado à quente)	3.0 – 6.0
Si_3N_4 (prensado à quente	3.0 – 10.0

2.4 Outras características relevantes

Além das propriedades destacadas, as cerâmicas ainda são conhecidas por apresentarem elevada resistência a corrosão o que no caso das aplicações envolvendo o aproveitamento da energia térmica contida nos gases de escapamento da turbina a gás é importante devido ao caráter corrosivo destes gases, característica esta potencializada pela elevada temperatura (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

As cerâmicas ainda possuem propriedades mecânicas como resistência e rigidez elevadas, o que torna seu uso interessante do ponto de vista estrutural. Devido à elevada quantidade de defeitos volumétricos tais como poros e vazios, as cerâmicas apresentam melhor desempenho mecânico com carregamentos compressivos, mesmo que elevados (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

Em aplicações envolvendo altas temperaturas a taxa de fluência é uma propriedade relevante assim como a temperatura de fusão. Usualmente as cerâmicas apresentam valores elevados de temperatura de fusão, muito superiores às temperaturas típicas envolvendo TCCs em conjunto com turbinas a gás. No que se refere à taxa de fluência, é importante conhecer a composição da cerâmica e as características de seu processamento para que se possa medi-la. A taxa de fluência é um mecanismo de deformação termoativado e que resulta em deformações e tensões no material, podendo levá-lo à falhas quando sujeito

a condições de carregamentos e tensões mecânicas à altas temperaturas por períodos prolongados (HEIMANN, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

2.5 Simulações numéricas

A partir deste levantamento, simulações numéricas serão conduzidas. Inicialmente serão realizadas simulações em códigos de dinâmica de fluidos computacional (CFD) utilizando uma geometria do tipo placa-aleta para a qual correlações dos fatores “j” e “f” existem (MELLO et al, 2017; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010).

Nestas simulações serão trocados os materiais para avaliar o efeito que a alteração das propriedades térmicas possui sobre o desempenho do TCC. A partir destes resultados iniciais serão propostas otimizações e sugeridas quais cerâmicas são mais adequadas para aplicações com turbinas a gás. Serão consideradas inicialmente as cerâmicas para as quais as Tabelas 1 a 3 apresentam valores de propriedades. Outras cerâmicas e compostos cerâmicos serão avaliados posteriormente em uma etapa futura do projeto.

Após a realização destas simulações iniciais em CFD serão conduzidas análises numéricas em elementos finitos (FEM) para avaliação estrutural do TCC. De forma semelhante, com base nos resultados obtidos serão feitas sugestões acerca de qual cerâmica apresenta melhor desempenho em aplicações envolvendo turbinas a gás bem como propostas de melhorias na geometria de forma que seja possível minimizar falhas mecânicas no TCC.

Os resultados obtidos serão compilados e servirão para suportar novos estudos no futuro incluindo a construção de um protótipo para validação dos resultados das simulações.

3. RESULTADOS ESPERADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dentre os resultados esperados que serão obtidos a partir deste levantamento inicial, destacam-se:

- Maior compreensão dos limites termo-hidráulicos e estruturais de um TCC utilizando diferentes cerâmicas;
- Proposição de cerâmicas para diferentes condições operacionais de um TCC em ciclos com turbinas a gás;
- Otimização da geometria TCC no que se refere ao desempenho térmico, perda de carga e estrutural para cada condição operacional considerada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARRY, C.C.; GRANT, N.M. “Ceramics materials: Science and Engineering”, 2007.

BARSOUM, M.W. “Fundamentals of Ceramics”, 2003.

BAYANIAHANGAR, R.; OKOH, I.; NAWAZ, K.; CESARANO, J.; BIGHAM, S. “Toward extreme high-temperature supercritical CO2 power cycles: Leakage characterization of ceramic 3D-printed heat exchangers”, 2022.

BERGMAN, T.L.; LAVINE, A.S.; INCROPERA, F.P.; DEWITT, D.P. “Fundamentals of heat and mass transfer, 7th edition”, 2011.

ÇENGEL, Y.A.; GHAJAR, A.J. “Heat and Mass Transfer: Fundamentals and Applications, 6th edition”, 2020.

ÇENGEL, Y.A.; BOLES, M.A. “Thermodynamics, 8th edition”, 2015.

DU, W.; YU, W.; FRANCE, D.M.; SINGH, M.; SINGH, D. “Additive manufacturing and testing of a ceramic heat exchanger for high-temperature and high-pressure applications for concentrating solar power”, 2022.

FISCHEDICK, J.S.; DREIβIGACKER, V.; TAMME, R. “An innovative ceramic high temperature plate-fin heat exchanger for EFCC processes”, 2007.

HAUNSTETTER, J.; DREIβIGACKER, V.; ZUNFT, S. “Ceramic high temperature plate fin heat exchanger: Experimental investigation under high temperatures and pressures”, 2019.

HEIMANN, R.B. “Classic and Advanced Ceramics”, 2010.

MELLO, P.E.B.; VILLANUEVA, H.H.S.; SCUOTTO, S.; DONATO, G.H.B.; ORTEGA, F.S. “Heat transfer, pressure drop and structural analysis of a finned plate ceramic heat exchanger”, 2017.

MELLO, P.E.B.; MONTEIRO, D.B. “Thermodynamic study of an EFGT (externally fired gas turbine) cycle with one detailed model for the ceramic heat exchanger”, 2012.

MONTEIRO, D.B.; MELLO, P.E.B. “Thermal performance and pressure drop in a ceramic heat exchanger evaluated using CFD simulations”, 2012.

MONTEIRO, D.B. “Trocadores de calor cerâmicos para aplicações envolvendo altas temperaturas: um estudo numérico através de simulação com dinâmica dos fluidos computacional”, 2010.

MORAN, M.J.; SHAPIRO, H.N.; MUNSON, B.R.; DEWITT, D.P. “Introduction to Thermal Systems Engineering: Thermodynamics, Fluid Mechanics, and Heat Transfer – 1st edition”, 2003.

NAGARAJAN, V.; CHEN, Y.; WANG, Q.; MA, T. “Hydraulic and thermal performances of a novel configuration of high temperature ceramic plate-fin heat exchanger”, 2014.

SOMMERS, A.; WANG, Q.; HAN, X.; T’JOEN, C.; PARK, Y.; JACOBI, A. “Ceramics and ceramic matrix composites for heat exchangers in advanced thermal systems - A review”, 2010.

AVALIAÇÃO DE DADOS DE ESTAÇÕES SOLARIMÉTRICAS COM DADOS DE REANÁLISE ERA5 NO SEMIÁRIDO DO NORDESTE BRASILEIRO

Armando Temporal Neto[1]; Rizzieri Pedruzzi[2]; Diogo Nunes da Silva Ramos[2]; Allan Rodrigues Silva[2]; Yasmin Kaore Lago Kitagawa[2]; Wland Oliveira Camilo Júnior[2]; José Bione de Melo Filho[1]; Davidson Martins Moreira[2]

[1]Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF; [2]SENAI/CIMATEC

RESUMO

Conhecer o potencial de geração solar fotovoltaica de uma localidade requer a instalação de uma estação solarimétrica com posterior período de medição por anos consecutivos, para que se tenha dados confiáveis. Existe uma alternativa mais simples que é o uso de dados de reanálise meteorológica, como os dados do ERA5. Este trabalho busca verificar a assertividade dos valores de reanálise em comparação com os dados observacionais obtidos em escala local pelo período entre os anos de 2017 e 2020, para duas regiões do semiárido nordestino: Araripina/PE e Casa Nova/BA. Os resultados obtidos mostram boa assertividade sazonal e valores médios com erro inferiores a 5% do ERA5 para temperatura e radiação solar global, representando uma opção possível quando da indisponibilidade de dados observacionais.

Palavras-chave: Energia renovável; Energia solar fotovoltaica; ERA5.

ABSTRACT

Knowing the potential of photovoltaic solar generation of a locality requires the installation of a solarimetric station with subsequent measurement period for consecutive years, so that reliable data are obtained. There is a simpler alternative that is the use of weather reanalysis data, such as ERA5 data. This work seeks to verify the assertiveness of these reanalysis values in comparison with the observational data obtained on a local scale over a period from 2017 through 2020, for two regions of the semi-arid northeast: Araripina/PE and Casa Nova/BA. The results obtained show good seasonal assertiveness and mean

values with error below 5% of ERA5 for global temperature and solar radiation, representing a possible option when observational data are unavailable.
Keywords: Renewable energy; Photovoltaic energy; ERA5.

1. INTRODUÇÃO

A disponibilidade energética é fundamental para o desenvolvimento da sociedade e uma nova consciência apela para o uso de energia a partir de fontes limpas e renováveis. Uma fonte que se enquadra nesse contexto é a energia fotovoltaica, cuja geração se dá a partir da radiação solar. No entanto, mesmo sendo o sol considerado uma fonte inesgotável de energia, a geração de energia a partir da radiação solar tem forte dependência com variáveis não controláveis, como a situação climática ou a presença de nuvens e aerossóis na atmosfera. A intermitência da incidência solar torna desafiador o planejamento para equilíbrio entre oferta e demanda, no atendimento à carga.

A atual matriz da energia elétrica brasileira conta com 83% da produção de energia a partir de fontes renováveis. Dessas, a hidrelétrica corresponde a 60%, enquanto a energia por fonte solar é de apenas 2,7%, o que demonstra grande potencial ainda a ser explorado (ANEEL, 2022). O planejamento a partir de diversas fontes requer algum conhecimento e previsibilidade do potencial energético disponível. Saber antecipadamente da capacidade nas diversas localidades proporciona ao operador do sistema insumos para a tomada de decisão no despacho de energia às cargas, utilizando a transmissão disponível. Prever a capacidade é sempre um desejo, e a assertividade é uma conquista de grande valor. A previsão numérica do tempo tem sido rotineiramente utilizada para previsões, no entanto é uma ferramenta que demanda grande capacidade computacional e, normalmente, é aplicada em uma região com centenas de quilômetros quadrados. Surge então, de forma mais simples, a possibilidade de avaliação de dados de estações solarimétricas com dados globais. Neste sentido, o Centro Europeu para Previsão Atmosférica de Médio Prazo (ECMWF, da sigla inglesa *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*) realiza pesquisas e guarda dados meteorológicos de todo o globo terrestre. Através do

seu conjunto de dados de reanálise, atualmente na versão 5 – ERA5 (ECMWF ReAnalisys v5), são disponibilizados dados meteorológicos de reanálise desde 1979 até o presente, com defasagem de atualização dos últimos 2 a 3 meses. Assim como qualquer conjunto de reanálise, o ERA5 fornece dados meteorológicos que também possuem um certo grau de incerteza.

O objetivo do presente trabalho é utilizar dados observacionais obtidos em escala local de medição solarimétrica e compará-los aos dados do ERA5, com o objetivo de verificar a assertividade desses valores de reanálise. Será apresentada a metodologia utilizada para o estudo, o tratamento dado aos dados observacionais e os ajustes necessários para a comparação na escala temporal com os dados horários fornecidos pelo ERA5. Na sequência será apresentada a análise dos dados obtidos, com posterior conclusão dos resultados.

2. METODOLOGIA

Para o presente trabalho foram analisadas medidas observacionais de temperatura e radiação solar em duas estações meteorológicas localizadas nos municípios de Araripina/PE e Casa Nova/BA, ambas no semiárido nordestino, entre os anos de 2017 e 2020. Tais medidas foram comparadas com os dados de reanálise disponíveis do ERA5 para a grade mais próxima do ponto de medição. Na Figura 1 é visto um mapa com a localização dos municípios.

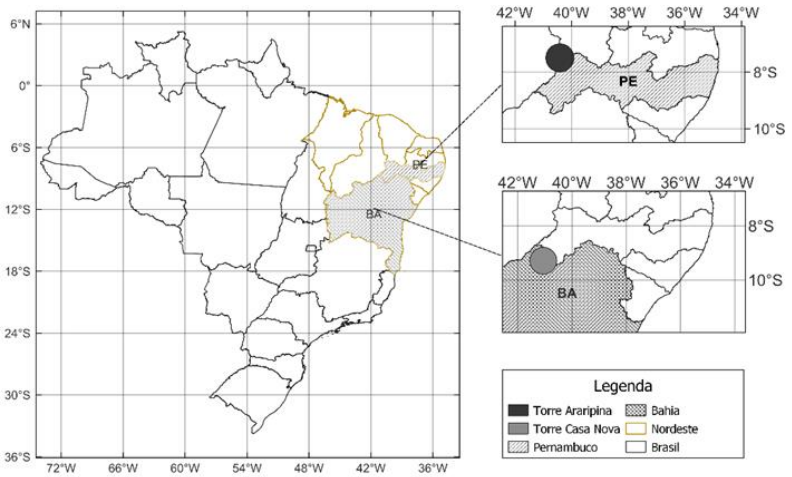


Figura 1 – Localização dos municípios de Araripina/PE e Casa Nova/BA

Para avaliar o desempenho das séries de dados da reanálise ERA5 em comparação com os dados observacionais, foram utilizadas métricas estatísticas de viés (MB – *Mean Bias*), erro absoluto médio (MAE – *Mean Average Error*) e a raiz do erro médio quadrático (RMSE – *Root Mean Square Error*), análogo ao que foi feito por Braga, Santos e Barros (2021) para dados de reanálise de vento, conforme as equações (1) a (3). Nas equações, T_i representa a temperatura no instante i da série de dados de reanálise e To_i representa a temperatura observada no mesmo instante.

$$MB = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{n}(T_i - To_i) \quad (1)$$

$$EAM = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{n}|T_i - To_i| \quad (2)$$

$$REQM = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{n}(T_i - To_i)^2} \quad (3)$$

Outra métrica utilizada foi o cálculo da correlação entre as séries temporais observadas e as séries de reanálise do ERA5, com o objetivo de verificar o grau de correlação entre as séries quando consideradas as observações individuais e suas respectivas estimativas. O cálculo da correlação de Pearson é realizado conforme e equação (4).

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(T_i - m_{T_i}\right)\left(To_i - m_{To}\right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(T_i - m_T)^2 \sum_{i=1}^{n}(To_i - m_{To})^2}} \quad (4)$$

2.1 Dados Observacionais

Para os dados observacionais foi necessário um tratamento de validação das medidas para posterior comparação com os dados de reanálise. As medições solarimétricas realizadas em estações meteorológicas automatizadas da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) tiveram sua qualidade

auferida considerando critérios tradicionais de validação. As variáveis utilizadas no presente trabalho são a temperatura do ar e a componente global da irradiância solar. Para cada teste é utilizado um *flag* validador. Apenas uma medida aprovada em todos os testes é considerada aprovada para uso no experimento. O conjunto de testes realizado foi:

- Teste de limites físicos: Identifica eventuais registros que estejam fora do intervalo fisicamente possível para cada variável meteorológica. As normais climatológicas do INMET foram consideradas para definição destes limites físicos, visto que é possível que um determinado valor seja fisicamente possível, mas não para a localização geográfica analisada. Por exemplo, uma temperatura do ar de 10°C é possível em várias regiões do Brasil, porém não foi encontrado nenhum registro de tal magnitude na base histórica de dados INMET na região próxima a Casa Nova/BA;
- Teste de persistência temporal: Busca valores que estejam inalterados durante um intervalo de tempo e com escala decimal pré-definida. Em determinadas situações atmosféricas, como condições de forte estabilidade estática, é esperado de forma natural que os campos meteorológicos possuam baixa variabilidade temporal, não sendo admitidas variações abruptas de temperatura, por exemplo (Ramos, et al. 2018).
- Teste dos limites físicos de radiação solar: Como a radiação solar possui determinados comportamentos que não dependem apenas da atmosfera e dos instrumentos, mas também da geometria entre terra-sol, alguns testes físicos específicos precisam ser também checados. O teste identifica se a componente global da irradiação solar está coerente com o posicionamento geográfico e data/hora devido aos ciclos de solstícios e equinócios. Além disso, a magnitude observada também é fisicamente checada considerando um modelo de céu claro como referência. Os detalhes numéricos sobre estes critérios são descritos por Long e Shi (2008).
- Teste final: Se as medições meteorológicas estão aprovadas em todos os testes de qualidade, o teste final resulta em uma *flag* igual a 1 (aprovada).

Os limites físicos, mínimo e máximo, empregados para cada variável meteorológica foram: Temperatura do ar entre 10º C e 40º C para Araripina e entre 12,4° C e 39,8° C para Casa Nova, e radiação solar total (todas as componentes) entre -5 W/m² e 2000 W/m². O limite da radiação solar foi ajustado desta forma em virtude de determinados fenômenos ópticos da atmosfera, a exemplo do *cloud enhancement*, que pode intensificar as observações de irradiação solar para limites bem superior ao da constante solar de 1360 W/m² (Petribú e Souza, 2018). Sobre os testes de persistência temporal, se o valor se mantiver inalterado durante um intervalo de 30 minutos com precisão numérica de 2 casas decimais, o valor será marcado como inconsistente, sendo reprovado no teste final.

Outro tratamento necessário é relativo ao intervalo de observação. As estações meteorológicas realizam a integralização da medição das variáveis a cada 10 minutos, enquanto os dados de reanálise disponíveis são dados horários. Para permitir a comparação temporal dos dados observacionais com os dados de reanálise considerou-se o valor médio das medidas horárias validadas como o valor de referência naquela hora. Caso existam valores medidos não aprovados no teste final, esses valores não são considerados para obtenção do valor médio, sendo a média obtida apenas com os valores aprovados no teste final. Esse é um detalhe importante para que não se obtenha valores médios distorcidos. Outrossim, os valores de reanálise estavam com a referência horária UTC e precisaram ser deslocados para compatibilizá-los com o fuso horário das localidades onde se encontram as estações meteorológicas. É importante observar que, por questões de acordo de confidencialidade, não podem ser fornecidos os períodos exatos de medição dos dados nem as coordenadas de localização das estações meteorológicas.

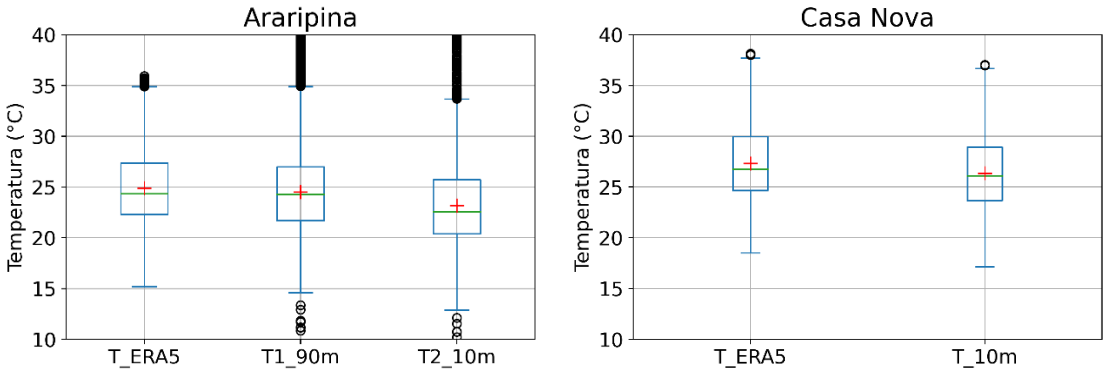
2.2 Dados Meteorológicos de Reanálise

Os dados de reanálise meteorológica são produzidos pela combinação de dados observacionais, modelagem, e aplicação de técnicas de assimilação de dados. As reanálises de 5ª geração do Centro Europeu para Previsão

Atmosférica de Médio Prazo (ECMWF), o ERA5, foram adotadas neste trabalho com resolução horizontal de 30 km e com periodicidade horária. Dentre diversas variáveis meteorológicas e de clima disponíveis, seja de superfície ou mesmo oceânicas, foram utilizados apenas dados de temperatura do ar e radiação solar global. Os dados de reanálise utilizados possuem como referência uma altura de 2m da superfície da localidade, e a janela temporal considerada coincide com o período disponível de dados observados.

2.3 Análise dos Dados

A primeira abordagem adotada para avaliar os dados observados em comparação aos dados de reanálise foi analisar a distribuição estatística desses dados. Na Figura 2 o comportamento das amostras de dados observacionais e de reanálise, para cada localidade e variável meteorológica, é mostrado em *boxplot.* Vale notar que a estação de Araripina possui duas medidas de radiação solar e temperatura, sendo as de temperatura obtidas em alturas diferentes. No caso da estação de Casa Nova estão disponíveis duas medidas de radiação solar global, e apenas uma medida de temperatura. Os dados de reanálise do ERA5 estão disponíveis para a altura padrão de 2 m na localidade considerada. Os piranômetros estão localizados na mesma altura, 14 m.



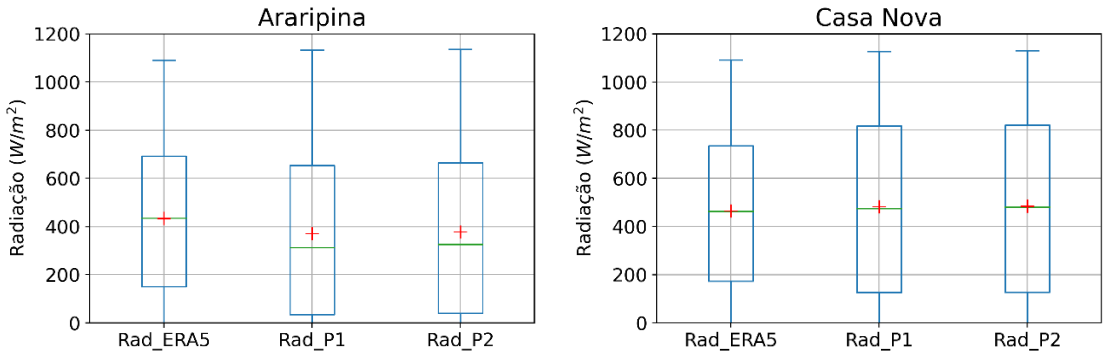
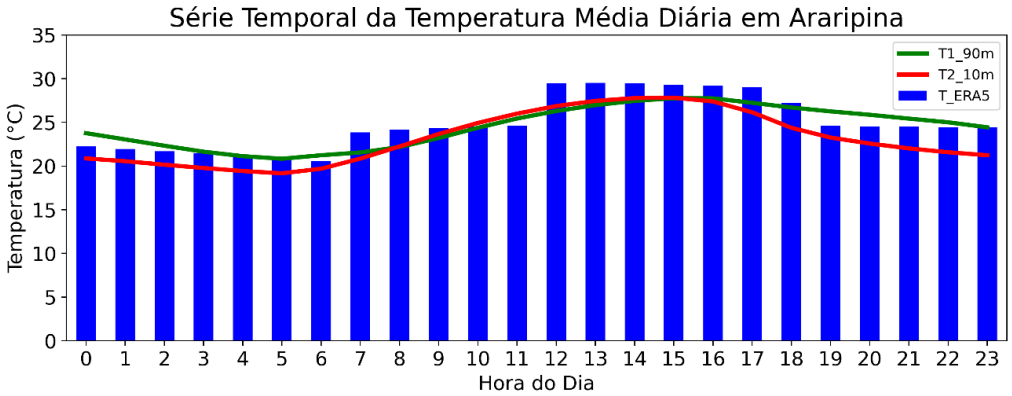


Figura 2 – Boxplot dos dados utilizados no experimento

3. RESULTADOS

Para avaliação da capacidade de utilização de dados de reanálise para projetos de plantas de geração fotovoltaica, buscou-se avaliar as métricas de erro para toda a série temporal. Um resultado obtido foi o valor médio da temperatura ao longo das horas do dia, para cada localidade, comparando-se esses dados da reanálise com os dados observados. Na Figura 3 é mostrado o comportamento das séries, na qual é possível observar que durante os horários diurnos os dados de reanálise tendem a superestimar os valores, quando comparados aos dados observados.



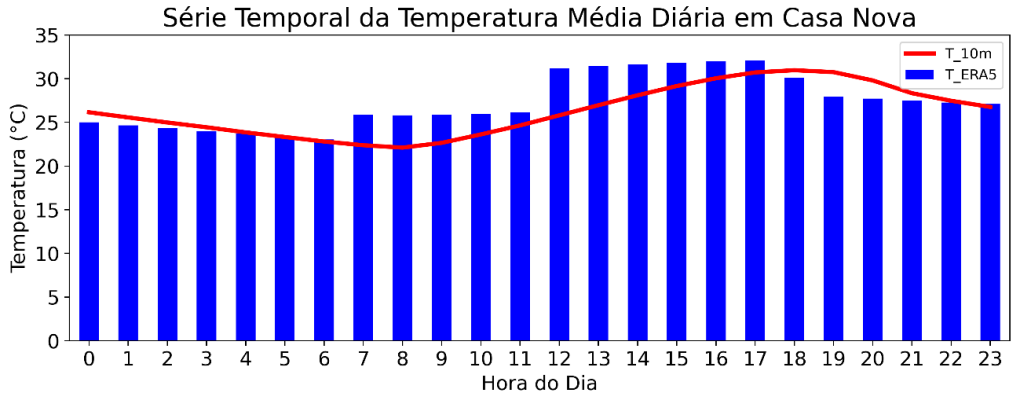


Figura 3 – Valores médios de temperatura ao longo do dia

É possível perceber que a temperatura média em Araripina na altura de 90 m se aproxima melhor dos dados de reanálise. Em Casa Nova os dados de reanálise se mostram superestimados durante o dia e com boa aderência à noite.

Tabela 1 – Valores estatísticos obtidos para temperatura

Temperatura ºC	Araripina			Casa Nova	
	ERA5	**T1_90m**	**T2_10m**	**ERA5**	**T_10m**
Média	24,89	24,52	23,18	27,32	26,35
Mediana	24,33	24,28	22,57	26,77	26,09
DP	3,56	3,82	3,80	3,51	3,56
Mínimo	15,19	10,84	10,20	18,53	17,14
Máximo	35,93	39,99	39,97	38,13	37,03

Valores estatísticos obtidos para a temperatura são mostrados na Tabela 1. Os valores encontrados de média e mediana mostram variação percentual mínima entre os dados medidos e os dados de reanálise. Em particular na localidade de Araripina, que possui duas medidas de temperatura, os dados de reanálise estão mais aderentes aos dados observados na altura de 90 m, com variação de 1,5% na média e 0,2% na mediana. Para Casa Nova os valores de temperatura de reanálise também são bem aderentes aos valores observados, tendo uma variação na média de 3,7% e na mediana de 2,6%.

Tabela 2 – Valores estatísticos obtidos para radiação solar

Radiação W/m^2	Araripina			Casa Nova		
	ERA5	**Rad1**	**Rad2**	**ERA5**	**Rad1**	**Rad2**
Média	434,25	370,43	377,62	464,13	482,08	484,87
Mediana	434,41	312,15	325,63	462,08	474,09	479,65
DP	304,64	327,58	328,47	321,61	354,89	356,42
Máximo	1.090,91	1.132,51	1.135,79	1.091,38	1.126,57	1.130,07

Com relação aos dados de reanálise de radiação solar, na Figura 2 tem-se uma boa representação do conjunto de dados com relação aos dados observados. Os dados de reanálise possuem uma variação menor que os dados observados, com valores de média e mediana praticamente coincidentes. Os dados observados em Araripina apresentam valores médios inferiores aos dados de reanálise, enquanto os valores observados em Casa Nova possuem média superior aos dados de reanálise. Os valores estatísticos calculados para temperatura são mostrados na Tabela 3 para as duas localidades. O viés (bias) obtido para a medida de Araripina a 90 m é inferior ao valor obtido na mesma localidade para a altura de 10 m. Curiosamente, a correlação é maior para a altura de 10 m e se aproxima da correlação apresentada em Casa Nova.

Tabela 3 – Métricas estatísticas comparativas para temperatura

Temperatura ºC	Araripina		Casa Nova
	T1_90m	**T2_10m**	**T_10m**
MB	0,39	1,72	0,96
MAE	2,20	2,09	1,39
RMSE	3,04	2,59	1,67
r	0,67	0,90	0,93

As métricas estatísticas também foram calculadas para a radiação solar, mostradas na Tabela 4. Percebe-se que o viés para Araripina é positivo, enquanto para Casa Nova é negativo, corroborando a posição das medianas e dos valores médios já mostrados na Tabela 2. As séries apresentam forte correlação nas duas medidas das duas localidades, sendo maior em Araripina.

Tabela 4 – Métricas estatísticas comparativas para radiação solar

Radiação W/m²	Araripina		Casa Nova	
	Rad1	**Rad2**	**Rad1**	**Rad2**
MB	15,79	10,06	-31,62	-33,97
MAE	150,98	149,48	160,25	161,28
RMSE	186,51	184,56	199,03	200,22
r	0,89	0,90	0,84	0,84

Na Figura 4 são mostradas as séries temporais para os valores médios mensais ao longo do ano. Os valores das séries para as duas medições em cada localidade praticamente coincidem, mas é possível perceber que os valores de reanálise são sobrestimados em Araripina e subestimados em Casa Nova.

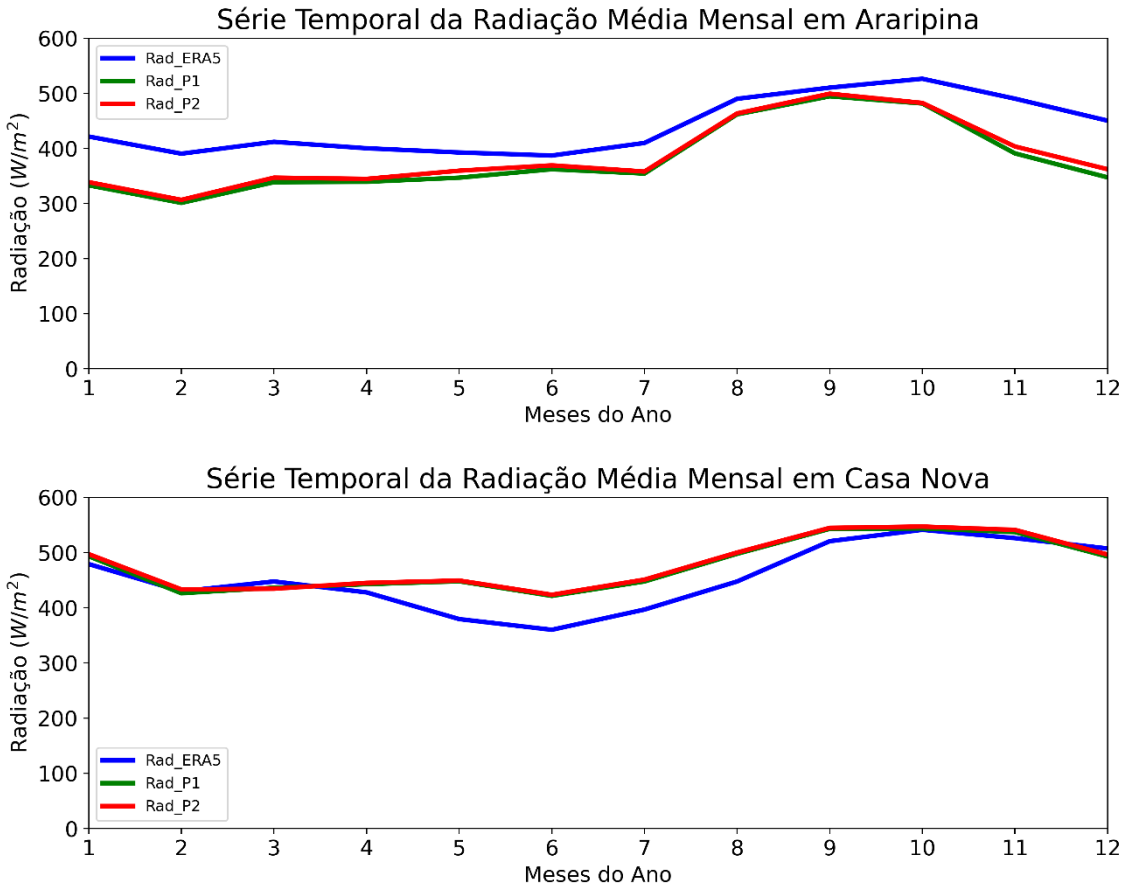


Figura 4 – Valores médios mensais das séries temporais de radiação

4. CONCLUSÕES

A comparação dos dados observacionais com dados de reanálise do ERA5 mostra uma boa aproximação das variáveis temperatura e radiação solar global. Para as medidas de temperatura percebe-se uma boa concordância dos dados de reanálise em ambas as localidades, com tendência de superestimação em relação aos valores medidos. Dadas as condições de cada localidade, como por exemplo a altitude de Araripina (815 m) em comparação com Casa Nova (409 m), a faixa de temperatura nas localidades é diferente, tendo Araripina registrado valores mais baixos de temperatura. No caso da radiação solar os valores observados em Casa Nova são maiores e mais dispersos que os valores do ERA5. De forma geral os dados de reanálise mostraram boa assertividade quando comparados aos valores observados, incluindo a sazonalidade ao longo do ano, sendo possível considerá-los confiáveis para previsão de radiação global ao longo do ano em locais cuja dificuldade para obtenção de dados medidos ou séries históricas representem alguma barreira ao desenvolvimento de projetos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA. Banco de dados. 2022. Disponível em https://bit.ly/2IGf4Q0. Acesso em: 20 mai. 2022.

Braga, R; Santos, E; Barros, M. Validação de Dados de Vento da Reanálise ERA5-Land para Estimativa de Potencial Eólico no Estado do Rio de Janeiro, Revista Brasileira de Energia, Vol. 27, Nº4, 2021.

Ramos, D. N. da S., Fernandez, J. P. R., & Fisch, G. Evolution of the Planetary Boundary Layer on the northern coast of Brazil during the CHUVA campaign. Atmospheric Research, 203C, 298–310, 2018.

C. N. Long and Y. Shi, An Automated Quality Assessment and Control Algorithm for Surface Radiation Measurements, The Open Atmospheric Science Journal 2, pp. 23-37, 2008.

Petribú, L. J. B.; Souza J. G. P. Avaliação da qualidade de dados observacionais de vento e radiação solar. Trabalho de Conclusão de Curso. DEN, Universidade Federal de Pernambuco, 2018.

AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO DA ATUALIZAÇÃO VARIETAL DA CANA-DE-AÇÚCAR PARA O PRODUTOR DE ETANOL NO ÂMBITO DO RENOVABIO

Eduardo Mattos[1]; Lucas Salgado[2]; Danilo Perecin[1]

[1]Universidade de São Paulo; [2]Pesquisador independente

RESUMO

Em 2017, foi instituía a Política Nacional de Biocombustíveis ou Renovabio que objetiva estimular a produção de etanol para aumentar sua participação na matriz energética brasileira, tendo em vista os compromissos assumidos de redução das emissões de gases de efeito estufa até 2030. Para tal, é necessário aumentar a oferta de matéria-prima e, tratando-se de etanol, é preciso aumentar a produção de cana-de-açúcar, majoritariamente utilizada na produção do biocombustível no Brasil. Nesse sentido, a utilização de cultivares de cana mais novos e mais produtivos aparece como uma estratégia imperiosa. Mas, ainda há a necessidade de se incentivar os produtores a substituírem as variedades antigas de seus canaviais por variedades mais recentes. Por isso, o objetivo do presente trabalho foi avaliar como o aumento de produtividade de um canavial provocado pela introdução de uma variedade mais nova pode trazer retorno técnico e econômico utilizando o CBIO como ativo financeiro para os produtores de cana. Para isso, foi comparada a remuneração, via CBIOs, em três cenários: 1) Produtividades atuais; 2) Aumento de produtividade por utilização de variedades novas e 3) Aumento de produtividade por questões agronômicas favoráveis. O estudo demonstrou que a utilização de variedades novas e mais produtivas de matéria-prima gera retorno financeiro para o produtor de biocombustíveis e pode servir de estímulo, considerando o CBIO como método de pagamento. Este conhecimento é importante pois o estímulo à adoção de novas variedades de cana pode ensejar mudança no arcabouço regulatório do RenovaBio, que remunera com CBIO apenas o produtor de biocombustíveis, deixando o produtor independente da matéria-prima fora da atual regulamentação.

Palavras-chave: Renovabio; etanol; cana-de-açúcar; CBIO; variedade, atualização varietal.

ABSTRACT

In 2017, the National Biofuels or Renovabio Policy was established, which aims to stimulate ethanol production to increase its participation in the Brazilian energy matrix, in view of commitments assumed to reduce greenhouse gas emissions by 2030. For this, it is necessary to increase the supply of raw material, and, in the case of ethanol, it is necessary to increase the production of sugarcane, the mainly used in biofuel production in Brazil. In this sense, the use of newer and more productive sugarcane cultivars appears as an imperative strategy. But there is still a need to encourage farmers to replace the old varieties of their sugarcane canes with newer varieties. Therefore, the objective of this study was to evaluate how the increase in productivity of sugarcane caused by the introduction of a newer variety can bring technical and economic return using CBIO as a financial asset for sugarcane farmers. For this, remuneration was compared, via CBIOs, in three scenarios: 1) Current yield; 2) Increased yield by using new varieties and 3) Increased yield for favorable agronomic issues. The study demonstrated that the use of new and more productive varieties of raw material generates financial return for the biofuel producer and can serve as a stimulus, considering the CBIO as a payment method. This knowledge is important because the stimulus the adoption of new varieties of sugarcane can lead to a change in the regulatory framework of RenovaBio, which remunerates with CBIO only the biofuel producer, leaving the producer independent of the raw material outside the current regulation.

Keywords: Renovabio; ethanol; sugarcane; CBIO; variety; varietal update.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil vem crescendo em termos de produção de etanol, o que estimula sua atratividade econômica em relação à gasolina especialmente nos períodos de safra da matéria-prima. Sua produção foi consideravelmente afetada

nos anos de 2020 e 2021 em que houve a pandemia do novo coronavírus, entretanto, considerando como base a safra 2019/20, o Brasil produziu cerca de 36 bilhões de litros de etanol sendo que 1,6 bilhão de litros do biocombustível foi proveniente do milho e o restante da cana-de-açúcar, matéria-prima esta que teve, neste ano/safra colocado, uma produção total de 643 milhões de toneladas e uma produtividade média de 77 ton ha^{-1} (CONAB, 2019).

A Política Nacional de Biocombustíveis, ou RenovaBio, foi lançada em 2017 pelo governo federal com o objetivo de vincular as metas e compromissos assumidos pelo governo brasileiro no âmbito do Acordo de Paris, em especial àquelas relacionadas à redução da intensidade de carbono na matriz de transportes. Para isso, a principal estratégia colocada pelo RenovaBio é aumentar a participação dos biocombustíveis na matriz energética brasileira e inserir um mercado de crédito de carbono como instrumento de estímulo para produção dos mesmos com menor intensidade de carbono em comparação àquela do seu combustível fóssil substituto. Para tal, é necessário aumentar a oferta de matéria-prima.

Nesse sentido, a introdução de variedades novas e mais produtivas aparece como estratégia central, considerando que as metas e compromissos assumidos na COP21 devem ser cumpridas até 2030. No entanto, dados do setor de cana-de-açúcar indicam a predominância de cultivos de materiais genéticos antigos. A medida do Índice de Atualização Varietal (IAV), parâmetro definido pelo Programa Cana IAC, tem um valor atual de 8, enquanto o valor aceitável é 6. Segundo o último censo varietal realizado pelo IAC, cerca de 35% da área total de plantio avaliada pelo censo (875.959 ha) será plantada com apenas três variedades – CTC4, RB867515 e RB966928 –, sendo que a que foi lançada mais recentemente tem 11 anos (CTC4) (BRAGA JÚNIOR et al., 2020). Ou seja, os canaviais ainda utilizam variedades antigas e menos produtivas. A Figura 1 abaixo mostra a evolução deste índice desde 1987.

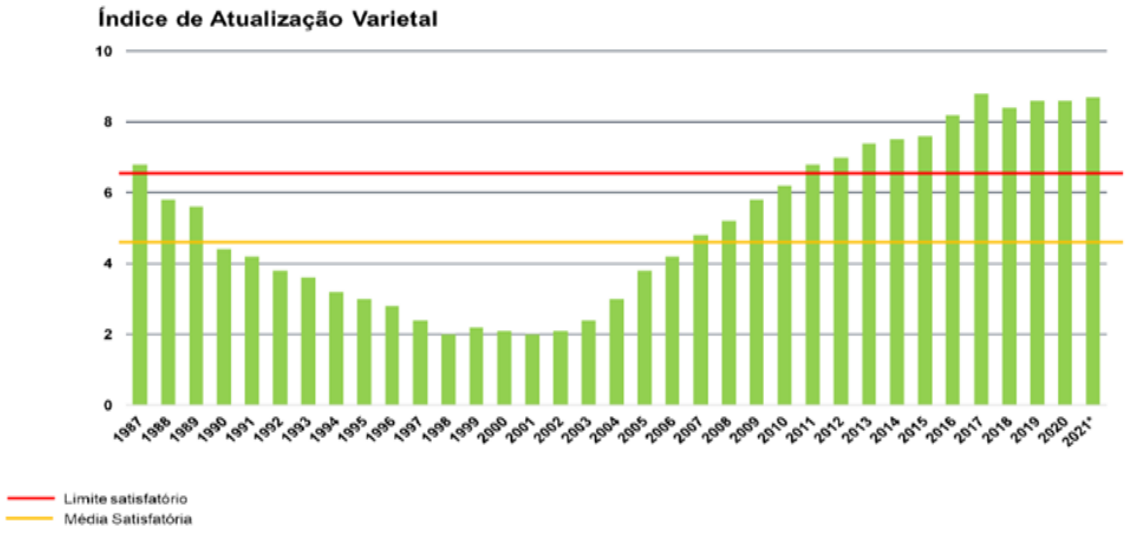


Figura 1 - Série histórica sobre Índice de Atualização Varietal em cana-de-açúcar
Fonte: Censo Varietal – CTC, RIDESA e IAC (IAC, 2021)

Porém, há uma certa resistência à atualização por parte do setor pois não há um incentivo financeiro para recompensá-lo pela maior produtividade, tendo em vista que a moeda atual de pagamento do setor sucroenergético é o ATR (Açúcar Total Recuperável, kg ton^{-1}) e este não é valorizado proporcionalmente ao aumento de custo de produção, dificultando a construção de margens de lucro. Com o advento do RenovaBio e do mercado de créditos de carbono por meio da comercialização dos CBIOs, o setor poderia ser mais bem recompensado.

Para fins de cálculo da intensidade de carbono dos combustíveis, a Avaliação de Ciclo de Vida é considerada por meio de sistema denominado RenovaCalc, desenvolvido pela Embrapa em parceria com o Ministério de Minas e Energia, no qual o produtor ou importador de biocombustível deve inserir dados tanto da fase agrícola, quanto da fase industrial e de distribuição. É na fase agrícola que se concentram as emissões de gases poluidores do processo, principalmente em função do uso de fertilizantes sintéticos e de combustível durante a produção e a colheita da matéria-prima. Com efeito, a produtividade da matéria-prima torna-se fator importante para fins de cálculo da intensidade de carbono do produtor de biocombustível.

Nesse sentido, a inserção de cultivares mais atuais, que prevejam maior produção de matéria-prima por área, pode vir a contribuir para a redução da intensidade de carbono e com a geração de créditos de carbono pelo produtor, investigação foco do presente trabalho. A partir de simulações de dados de produção de cana-de-açúcar na RenovaCalc com diferentes cultivares, o estudo em tela objetiva estimar qual o impacto na obtenção de CBIOs a partir de linhagens mais atuais e discutir a efetividade de uma redução no índice varietal do canavial brasileiro.

2. O RENOVABIO

A Política Nacional de Biocombustíveis ou RenovaBio foi instituída pelo governo federal por meio da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Sua operacionalização foi efetivada somente em 2020, quando regulamentados os mecanismos regulatórios estabelecidos em lei e da comercialização dos primeiros CBIOs na bolsa de valores.

Entre os objetivos do RenovaBio, convém destacar os de (i) contribuir com a relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de avaliação de ciclo de vida e de (ii) expandir a produção e o uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis. Ambos os objetivos estão interrelacionados com o atendimento aos compromissos assumidos pelo País no âmbito do Acordo de Paris.

Para o alcance desses objetivos, o RenovaBio utiliza-se de instrumentos de implementação de antigos programas de governo, como as adições compulsórias de biocombustíveis em combustíveis fósseis e incentivos fiscais e creditícios. Em paralelo, novos dispositivos foram introduzidos como as metas de redução de emissões de GEE na matriz de combustíveis, os Créditos de Descarbonização (CBIO) e a certificação de biocombustíveis. É com base nesses três últimos mecanismos que a nova política do setor de biocombustíveis contribui para o estabelecimento da sua atual estrutura regulatória.

De maneira resumida, o funcionamento do Renovabio perpassa primeiramente pelo estabelecimento de metas nacionais de redução de emissões para a matriz de combustíveis para um período de dez anos e pela certificação de biocombustíveis através de Notas de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA). Com esses dois pilares estabelecidos, os agentes produtores e importadores de biocombustíveis podem emitir os CBIOs, os quais serão comercializados posteriormente com os distribuidores de combustíveis em bolsa de valores.

O processo de certificação da produção de biocombustíveis compreende a emissão de NEEAs individualizadas ao produtor e importador de biocombustível por meio da avaliação de ciclo de vida utilizando-se a ferramenta RenovaCalc, em valor inversamente proporcional à intensidade de carbono do biocombustível produzido, refletindo a contribuição individual de cada agente produtor para a mitigação de uma quantidade específica de gases de efeito estufa em relação ao seu substituto fóssil (em termos de toneladas de CO_2 equivalente).

Dos parâmetros de entrada da última versão da RenovaCalc da rota de etanol de primeira geração de cana-de-açúcar, percebe-se que as emissões de GEE estão mais relacionadas à fase agrícola, uma vez que nela são inseridos os dados de corretivos agrícolas e fertilizantes, os quais se constituem em fontes importantes de emissões de GEE. Com efeito, a implementação de um cultivar mais produtivo impacta diretamente os parâmetros mencionados nas fases agrícola e industrial, permitindo a emissão de mais CBIOs pelos produtores de etanol de primeira geração de cana-de-açúcar.

A quantidade de CBIOs emitidos pelos agentes produtores e importadores está diretamente relacionada à NEEA e ao volume de biocombustível, ou seja, quanto maior forem esses dois fatores, mais CBIOs serão emitidos pelo agente produtor ou importador (PIGHINELLI et al., 2021). O valor liquidado nas negociações de CBIOs na bolsa de valores entre junho de 2020 e dezembro de 2021 correspondeu a R$ 3,15 bilhões de reais, sendo que o valor médio de liquidação foi de R$ 70,95 por CBIO .

3. OBJETIVOS

Verificar se o aumento de produtividade de cana provocado por questões agronômicas favoráveis pode gerar retorno financeiro considerando o CBIO como método de pagamento e comparar com o incremento na produtividade provocado pela introdução de variedades novas e mais produtivas provenientes de ciclos recentes dos programas de melhoramento genético em cana-de-açúcar.

4. MATERIAL E MÉTODOS

4.1 Análise de solo

Para cálculo dos valores de entrada da RenovaCalc referente à etapa agrícola foi utilizado uma análise de solo hipotética, como mostrada na Tabela 2. Com esses valores é possível realizar a recomendação do uso de corretivos na etapa de preparo do solo e adubação de plantio de cana-planta (cana de primeiro ano). No presente trabalho, considerando a análise de solo, recomendou-se a realização da calagem, gessagem e fosfatagem.

Tabela 2 - Análise de solo hipotética para definir as recomendações agronômica quanto à correção de solo para instalação da cultura e adubação durante o período de manejo agrícola

----------Análise de solo (camada 0-40 cm) ----------									
Prof.	**pH**	**P**	**K**	**Ca**	**Mg**	**Al**	**H+Al**	**SB**	**$CTC_{potencial}$**
cm	$CaCl_2$	mg dm^{-3}	---------- $mmol_c$ dm^{-3} ----------						
0-20	4,1	2,0	0,2	7,0	1,0	4,0	28,0	8,2	36,2
20-40	4,1	2,0	0,3	3,0	0,2	4,0	20,0	3,5	23,5
	m	**V**	**Zn**	**Fe**	**Mn**	**Cu**	**B**	**S**	**Argila**
cm	--------- % --------		---------- mg dm^{-3} ----------						%
0-20	33,0	22,7	0,3	8,0	1,3	0,2	0,1	5,0	22,0
20-40	53,0	14,9	0,4	10,0	1,5	0,2	0,1	8,0	23,0

Legenda: fósforo (P), potássio (K), cálcio (Ca) e magnésio (Mg) extraídos com resina e alumino (Al) extraído com cloreto de potássio 1 mol L^{-1}; acidez potencial (H+Al) determinado em SMP; cobre (Cu), zinco (Zn), manganês (Mn) e ferro (Fe) extraídos por DTPA; boro (B) extração com água quente; enxofre (S) extraído com fosfato de cálcio.

4.2 Recomendação agronômica

A Tabela 3 a seguir resume os dados de uso de insumos na produção agronômica de cana-de-açúcar, por tonelada de material produzido, que foram considerados na simulação dos cenários utilizando-se a RenovaCalc.

Tabela 3 - Resumos dos dados agronômicos de entrada da Renovacalc para cada cenário simulado

Itens	Quantidade de insumos por hectare			Quantidade de insumos por TC[1]		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Área (ha)	**1000**	**1000**	**1000**	**1000**	**1000**	**1000**
Produtividade (ton ha^{-1})	**80**	**100**	**120**	**80**	**100**	**120**
Preparo de solo						
Calagem (ton)	3,20	3,20	3,20	0,04	0,03	0,03
Gessagem (ton)	0,50	0,50	0,50	0,006	0,005	0,004
Fosfatagem (kg)	117,00	117,00	117,00	1,46	1,17	0,98
Adubação						
Nitrogênio (kg)	60,00	60,00	60,00	0,75	0,60	0,50
Fósforo (kg)	180,00	180,00	200,00	2,25	1,80	1,67
Potássio (kg)	120,00	120,00	160,00	1,50	1,20	1,33
Consumo de diesel da etapa agrícola (L)	221,00	247,00	273,00	2,76	2,47	2,28

[1]TC – Tonelada de Cana

O cenário 1 corresponde ao momento atual do setor produtivo de cana, com médias de produtividade de 80 ton ha^{-1}. Já o cenário 2 (100 ton ha^{-1}) indica um aumento de produtividade de 20 ton ha^{-1} em relação ao cenário 1 provocado pela introdução de uma nova variedade e mais produtiva por ter no seu código genético um gene que confere resistência e/ou tolerância a um determinado fator limitante de produtividade em cana. Ou seja, utilizou-se a mesma quantidade de insumos do cenário 1 no cenário 2 porém, no 2, obteve-se maior produtividade. O cenário 3 (120 ton ha^{-1}) corresponde a uma situação em que se manteve a variedade utilizada no cenário 2, porém tendo em vista uma determinada condição edafoclimática que poderá favorecer a produtividade de cana, espera-se produzir mais com aquela mesma cultivar, logo necessitará de um aumento no consumo de insumos do cenário 2 para o 3.

5. RESULTADOS

Como esperado, o aumento de produtividade se traduz em redução na intensidade de CO_2 emitido, provocando um aumento da NEEA, aumentando a redução de emissões e, com isso, garantindo maior quantidade de CBIOs. Com isso, há ganho financeiro tanto do cenário 1 para o 2 quanto do 2 para o 3. Mas, é importante observar que, do cenário 1 para o 2, o incremento, em termos percentuais, foi superior do que do 2 para o 3.

Na primeira comparação houve uma adição de 33,17% no ganho financeiro e, na segunda, foi de 24,47%. Isso mostra que, em um setor onde o foco da última década foi criar margens de lucro, porém com casos isolados de sucesso, a introdução de novas cultivares, que permitem produzir mais com a mesma utilização de insumos, deve ser mais incentivada do que apenas aumentar produtividade uma vez que, se esse aumento vier acompanhado de maior uso de recursos, o ganho será menor. Na Tabela 4, a seguir, estão apresentados todos os resultados obtidos na RenovaCalc para todos os cenários simulados.

Tabela 4 - Resumos dos dados agronômicos de entrada da Renovacalc para cada cenário

Itens	RENOVACALC		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Intensidade de CO2 (g CO2 eq/MJ)	26,99	23,04	20,64
NEEA (g CO2 eq/MJ)	60,41	64,36	66,76
Redução de emissões (%)	69,12	73,64	76,39
Produção de Etanol (L)	6.960.000,00	8.700.000,00	10.440.000,00
Produção de Etanol (MJ)	146.883.840,00	183.604.800,00	220.325.760,00
CBIOs	8.873,25	11.816,80	14.708,95
Valor do CBIO (R$/CBIO)	R$ 70,95	R$ 70,95	R$ 70,95
Ganho financeiro pela RENOVACALC (R$/ha)	R$ 629.557,09	R$ 838.401,96	R$ 1.043.600,00
Resultado comparativo (%)	-	33,17%	24,47%

Nota. O valor monetário do CBIO foi obtido da B3 e consiste no valor total emitido (estoque + aposentadoria) dividido pelo valor liquidado.

6. CONCLUSÃO

O estudo demonstrou que a utilização de variedades novas e mais produtivas de matéria-prima gera retorno financeiro para o produtor de biocombustíveis, considerando o CBIO como método de pagamento. O aumento de produtividade dos canaviais, favorecido por questões agronômicas favoráveis, resulta em retorno financeiro menor do que quando o aumento de produtividade se deu pela introdução de uma variedade nova.

Apesar de o presente estudo reproduzir dados que refletem condições reais de solo e do uso de insumos, sugere-se a realização de levantamento de dados referentes ao uso de insumos e produtividade junto aos produtores de cana e usinas para realizar simulações mais próximos da realidade do setor produtivo.

Além disso, para estudos futuros, é necessário aplicar o conceito de melhor uso da terra no cálculo por meio de outras ferramentas de programas internacionais já que, no RenovaBio, ainda não é contemplada tal avaliação. Portanto, alterações e melhorias no manejo agronômico que resultem em aumento na eficiência produtiva das áreas de cana e que, permitam a não expansão de área utilizada, podem levar a ainda mais benefícios em termos de redução de emissões, que por ora não são incentivados. A realização de simulações que considerem as estratégias citadas, portanto, pode permitir uma avaliação que extraia todo o potencial de estímulo à renovação dos canaviais gerado a partir dos CBIOS, sendo assim possível verificar sua relevância para a adoção das novas variedades. Há de observar, de toda forma, que o estímulo à adoção de novas variedades de cana pode ensejar mudança no arcabouço regulatório do RenovaBio, que remunera com CBIO apenas o produtor de biocombustíveis, deixando o produtor independente da matéria-prima fora da atual regulamentação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

B3. Disponível em https://www.b3.com.br/pt_br/. Acesso em 8 nov. 2021

BRAGA JÚNIOR RLC, LANDELL MGA, SILVA DN, BIDOIA MAP, SILVA TN, THOMAZINHO JÚNIOR JR, SILVA VHP & ANJOS IA. Censo varietal IAC de cana-de-açúcar no Brasil – Safra 2017/18 e na região Centro Sul – Safra 2018/19. Boletim Técnico, 221. Campinas, Instituto Agronômico. 64p. 2020

CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE SUPRIMENTOS. Monitoramento da s– fra brasileira - Cana-de-açúcar: Quarto levantamento– abril de 2019 - safra 2019/2020. : Brasília: Companhia Nacional de Abastecimento. 2019. Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar> . Acesso em: 16 mai. 2021.

IAC. Variedades de cana de açúcar para o centro sul do Brasil 21 ª Liberação do Programa Cana IAC) Instituto Agronômico de Campinas Ribeirão Preto, p 50 2021.

IEA. International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. 2019. Disponível em:<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2021

IPCC. Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels. 2018.

Pighinelli, A.L.M.T., Ramos, N.P.R., Folegatti, M.I.S.F. Utilização da Renovacalc para avaliação da intensidade de carbono do etanol combustível. In: II Congresso de Energia Renováveis, Sorocaba-SP. Março, 2021.

SOUSA, D. M. G. de; LOBATO, E.; REIN, T. A. Recomendação de adubação fosfatada com base na capacidade tampão de fósforo do solo para a região do Cerrado. In: REUNIÃO BRASILEIRA DE FERTILIDADE DO SOLO E NUTRIÇÃO DE PLANTAS, 27., 2006, Bonito. Resumos expandidos. Dourados: Embrapa Agropecuária Oeste, 2006.

VITTI, G.C.; LUZ, P.H.C.; MALAVOLTA, E.; DIA, A.S.; SERRANO, C.G.E. Uso de gesso em sistemas de produção agrícola. Piracicaba: GAPE, 2008. 104 p.

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE COMPLEMENTARIEDADE DA GERAÇÃO HÍBRIDA NO BRASIL

Leandro Firme Croce[1]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]; Ivan Felipe Silva dos Santos[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Atualmente o processo de geração de energia elétrica se baseia principalmente a partir de grandes usinas que utilizam uma única tecnologia de geração quando, entretanto, é possível fazer o uso combinado de mais de uma fonte energética como nos chamados sistemas de geração híbrida. O Brasil, além de apresentar elevada geração elétrica a partir da fonte hidráulica, também apresenta crescente inserção das fontes solar e eólica em sua matriz elétrica, sendo que o país dispõe, em algumas áreas, de potencial de mais de uma dessas fontes simultaneamente, o que torna as perspectivas de desenvolvimento da geração híbrida excelentes. O estudo expõe as vantagens do incremento de tecnologias de geração híbridas à matriz elétrica brasileira, avaliando o potencial de complementariedade entre distintos arranjos combinados a partir das fontes de geração hidráulica, solar e eólica. Para isso mapeou-se as regiões do Brasil de acordo com a disponibilidade dessas fontes e suas alterações sazonais, que podem interferir no potencial energético de cada arranjo híbrido. Os dados apontam para uma forte correlação de complementariedade entre as fontes e os arranjos apresentados podem atender finalidades específicas. Também faz-se necessário avaliar cada combinação relacionando-as com a localização de implantação dos empreendimentos considerando os recursos disponíveis a partir do perfil médio diário, mensal e anual de cada fonte, de forma que a hibridização de recursos alcance os objetivos almejados de forma viável à matriz elétrica brasileira.

Palavras-chave: Energia renovável; Geração híbrida; Eficiência energética; Complementariedade energética.

ABSTRACT

Currently, the process of generating electricity is mainly based on large plants that use a single generation technology when however, it is possible to make the combined use of more than one energy source as in the so-called hybrid generation systems. Brazil, in addition to presenting high electricity generation from hydraulic sources, also presents increasing insertion of solar and wind sources in its electrical matrix, and the country has, in some areas, potential of more than one of these sources simultaneously, which makes the development perspectives of the hybrid generation excellent. The study exposes the advantages of increasing hybrid generation technologies to the Brazilian electricity matrix, evaluating the potential for complementarity between different combined arrangements from hydraulic, solar and wind generation sources. For this, the regions of Brazil were mapped according to the availability of these sources and their seasonal changes, which can interfere with the energy potential of each hybrid arrangement. The data point to a strong correlation of complementarity between the sources and the presented arrangements can serve specific purposes. It is also necessary to evaluate each combination relating them to the location of implementation of the projects, considering the resources available from the daily average profile, monthly and annual of each source, so that the hybridization of resources achieves the desired objectives in a viable way to the Brazilian electricity matrix.

Keywords: Renewable energy; Hybrid generation; Energy efficiency; Energy complementarity.

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de novas tecnologias para geração a partir de fontes renováveis é fator chave para acelerar a transição baseada no uso de combustíveis fósseis para fontes alternativas de energias renováveis de baixo impacto ambiental. No contexto da capacidade instalada mundial, há um paradigma de que a geração de energia se baseia principalmente a partir de grandes usinas que utilizam apenas um tipo desses recursos alternativos.

Entretanto, é possível fazer o uso combinado de mais de um recurso energético como nos chamados sistemas de geração híbrida. Apesar disso, a viabilização econômica desses sistemas ainda carece de aspectos técnicos e de cunho científico que precisam ser analisados conforme Santos *et al.* (2020), além da adequação às normas recém estabelecidas pelo Governo Federal e a agência reguladora.

No início do ano 2000, o Brasil foi submetido à um regime climático caracterizado por uma seca severa que reduziu drasticamente os níveis de água e a geração das usinas hidrelétricas, o que promoveu uma enorme crise energética e racionamento de energia entre 2001 e 2002. Adicionalmente, a economia brasileira foi afetada e isso desencadeou uma preocupação estratégica para promover uma diversificação e investimentos no setor elétrico brasileiro, por meio de ações de curto, médio e longo prazo segundo Santos e Torres (2014).

Após os efeitos da crise, Silva *et al.* (2005) afirma que o governo programou novas reformas no setor, além de um novo marco regulatório permitindo a entrada de maior capital privado para operar nas três partes do setor elétrico brasileiro: geração; transmissão; e distribuição; e torná-lo menos dependente da geração hidrelétrica. Apesar disso, desde 2012 o Brasil continua sofrendo com secas severas que reduzem a participação da fonte hídrica na matriz nacional e há, consequentemente, um prolongamento do incremento da geração térmica, principalmente por fonte fóssil, resultando em uma redução da participação renovável e um aumento nos custos gerais da eletricidade.

O Brasil é um país em desenvolvimento que além de possuir elevada geração hídrica, apresenta crescente aplicação das fontes solar e eólica em sua matriz de energia elétrica, como apresentado em Santos *et al.* (2020). Além disso, certas regiões possuem elevada complementariedade entre essas fontes sazonais, tornando as perspectivas de desenvolvimento da geração híbrida excelentes, porque esse sistema se beneficia dessa característica.

Segundo Barbosa *et al.* (2016) a hibridização de recursos primários para geração de energia permite que os pontos fracos de um recurso possam ser

mitigados ou complementados pelos pontos fortes de outro recurso, possibilitando que o sistema seja projetado para uma máxima produção de energia enquanto minimiza os custos e riscos de perturbações do abastecimento.

Nesse sentido, há preocupação de se projetar esse tipo de sistema, definido em Brasil (2021) como Central Geradora Híbrida (CGH) que corresponde uma instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, podendo possuir medição distinta por tecnologia ou não. A tipologia típica de uma CGH pode ser visualizada na Figura 1, baseada no conteúdo apresentado em EPE & MME (2018).

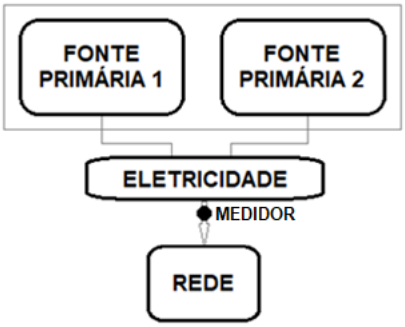


Figura 1 – Esquema característico de uma usina híbrida

A EPE & MME (2018) ainda aponta a importância de se considerar as características específicas de cada conjunto, bem como a localidade e configuração da usina, a fim de quantificar fielmente os potenciais benefícios dessa geração já que cada projeto depende de condições específicas para sua viabilização além de possuir limitações e barreiras que podem ser de natureza técnica, normativa, regulatória ou comercial-contratual.

Nesse sentido o estudo pretende contribuir para o desenvolvimento e análise da viabilidade da geração híbrida no Brasil ao caracterizar as regiões brasileiras de acordo com os agrupamentos possíveis para essas fontes do ponto de vista técnico e científico.

2. METODOLOGIA

Para desenvolvimento do escopo do trabalho foi desenvolvido uma metodologia de caráter e exploratória, descritiva e qualitativa a partir de algumas combinações de interesse para geração híbrida que têm surgido em estudos de implantação no Brasil, segundo EPE & MME (2018), apresentadas na Figura 2.

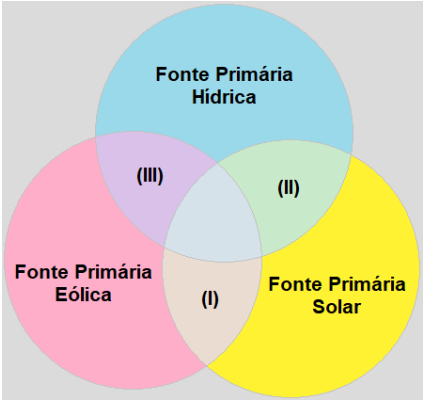


Figura 2 – Combinações de interesse para análise

A partir de cada fonte de geração, buscou-se analisar suas respectivas características isoladamente, de forma a entender seu comportamento e assim sugerir as melhores formas de complementariedade do ponto de vista da geração híbrida.

Após a análise apresentou-se as vantagens do incremento de tecnologias de geração híbridas à matriz elétrica brasileira e avaliou-se o potencial de complementariedade entre os distintos arranjos combinados a partir das fontes de geração hidráulica, solar e eólica.

Essa avaliação tomou como base o mapeamento das regiões do Brasil de acordo com a disponibilidade média dessas fontes e suas alterações sazonais ao longo do ano, que podem interferir tanto para reduzir quanto aumentar o potencial energético de cada arranjo híbrido durante o período.

Assim, no presente estudo foi realizada uma revisão bibliográfica de artigos acadêmicos e governamentais, além de documentos técnicos que abordam a temática nacional, as agências e associações envolvidas, buscando

ilustrar as perspectivas atuais e futuras, além dos empecilhos que ainda comprometem os avanços no segmento da geração híbrida.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As diferentes características observadas entre as fontes solar, hídrica e eólica possibilitam que arranjos distintos sejam elaborados para maior aproveitamento da complementariedade entre elas, especialmente quando avaliadas em relação a suas características meteorológicas e geográficas.

A presença de um regime de ventos com boa velocidade, baixa turbulência e uniformidade razoável são ideais para geração a partir dessa fonte, e são características observadas no perímetro nacional de acordo com Feitosa *et al.* (2003). A Figura 3 apresenta o comportamento do vento ao longo do ano.

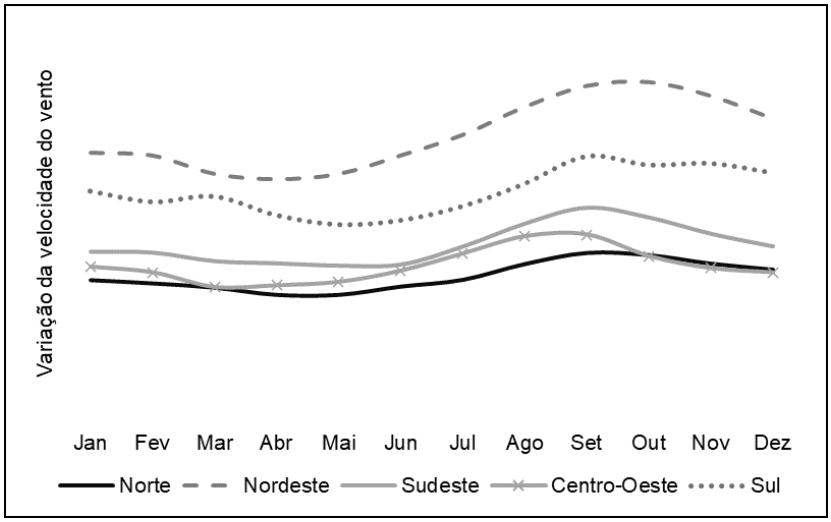


Figura 3 – Variação da velocidade do vento ao longo do ano. Fonte: (INMET, 2022).

É notável a predominância da geração a partir do segundo semestre anual, quando o potencial dos ventos aumenta ao atingir maiores índices de velocidade durante a estação fria até o fim da primavera, período em que apresenta médias muito elevadas em poucas regiões do mapa, como no Nordeste segundo De Jong *et al.* (2017). Além disso, quando analisado em perfil diário, destaca-se que sua velocidade é ainda mais intensa no período noturno,

o que permite que esta fonte possa operar em complementação à geração solar fotovoltaica, por exemplo.

Em contraste, o volume de águas que é o grande responsável pelo abastecimento dos reservatórios para geração hidrelétrica intensifica-se predominantemente do início do verão até o fim do outono. Essa tendência, em acordo à Amarante *et al.* (2001), pode ser observada na Figura 4, onde a porcentagem de água nos reservatórios na forma de energia (EAR) representa as reservas responsáveis por abastecer a geração hídrica no país.

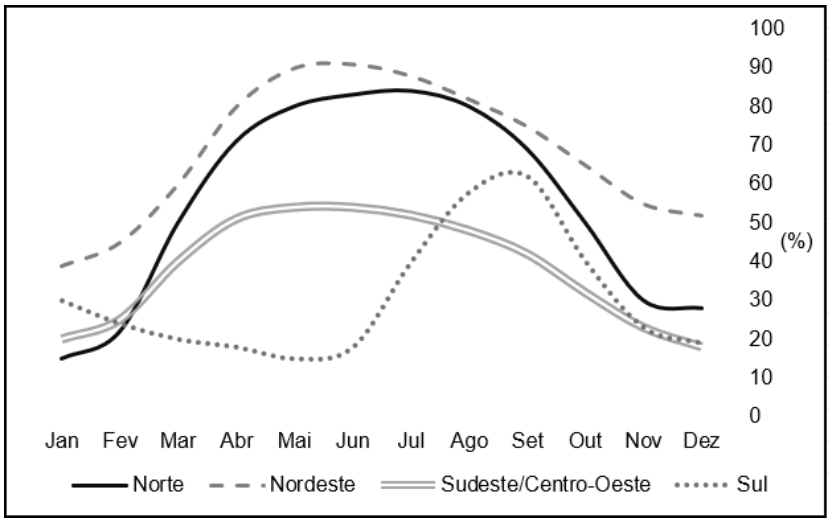


Figura 4 – Porcentagem da EAR (Energia Armazenada em Reservatórios) por Subsistema do ONS em 2020. Fonte: (ONS, 2021).

Unindo-se essas características à combinação de interesse (III) têm-se um sistema descrito por Tiago Filho (2010) onde o reservatório de água se torna um regulador e armazenador de energia para o sistema híbrido, de forma conveniente, o que também possibilita uma resposta rápida e flexível para atender a demanda de eletricidade variável no tempo.

Outra aplicação para o conjunto é sustentar uma Central Hidrelétrica Reversível, capaz de transformar a energia elétrica proveniente dos geradores eólicos em energia potencial por meio do bombeamento da água de um

reservatório inferior para um superior, e liberá-la para geração quando há aumento da demanda, como apresentado por Teixeira (2012).

Quanto a irradiação solar, Pereira *et al.* (2017) afirma que certas regiões do Brasil alcançam os valores mais elevados do mundo. A variação desse recurso pode ser observada na Figura 5.

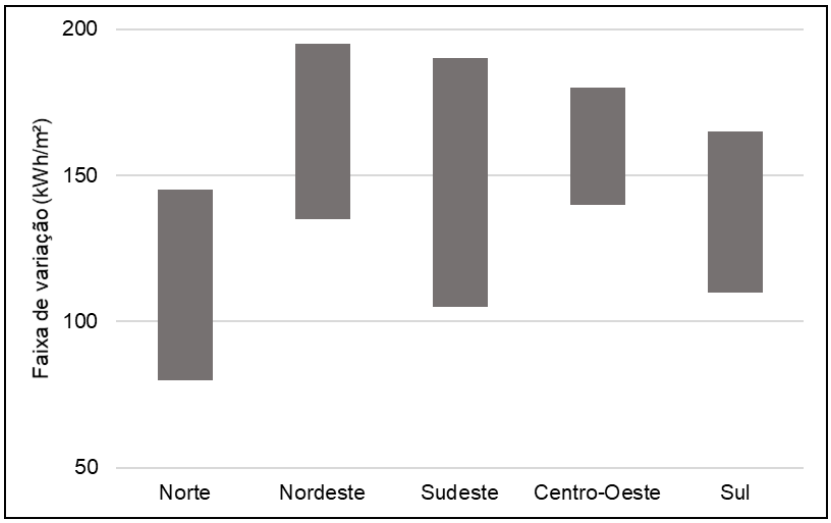


Figura 5 – Variação anual da irradiação direta normal por Região do Brasil. Fonte: (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2021).

No Brasil a irradiação é mais acentuada na faixa Leste-Sudeste como observado na figura acima e confirmado por Pereira *et al.* (2017), entretanto outras regiões também podem atingir médias mais elevadas de forma intermitente, a depender da estação.

Diz-se que a parcela solar tem sua geração predominante no período diurno, o que justifica a combinação de interesse (I), também abordada em Santos *et al.* (2020) e Carvalho *et al.* (2016), quando os ventos e a irradiação trabalham em conjunto para geração constante enquanto reprime a intermitência diária e compartilha o espaço e instalações da usina.

Por outro lado, Sahu *et al.* (2016) defende que apesar da grande extensão de terreno disponível a aglomeração urbana e terras férteis para o cultivo não serão suprimidas, nem faz sentido utilizar-se do desmatamento para

instalação dessas usinas, assumindo então a possibilidade de implementação da geração solar em conjunto à hidráulica, fazendo-se o aproveitamento da área superficial dos reservatórios das Usinas hidrelétricas (UHE) para instalação de uma usina solar fotovoltaica (UFV), conforme a combinação de interesse (II).

Tecnologias de energias renováveis são opções que se tornaram economicamente viáveis devido a sua prevalência e disponibilidade de recursos, além de consideradas as mais promissoras entre os sistemas de energia alternativos já que seu uso se tornou muito significante e de custo efetivo, como descreve Dester (2017).

De acordo com análise do cenário brasileiro, é possível notar as diferenças quanto a disponibilidade de recursos ao longo do território, sendo que a irradiação solar, a disponibilidade de água e os ventos apresentam alguns padrões de variabilidade que possibilitam a complementariedade nas combinações de interesse.

A partir da análise relacionada, é apresentado na Tabela 1 as considerações quanto ao potencial regional de cada fonte primária, que pode servir de margem para estudos mais aprofundados quando a complementariedade de recursos renováveis para geração híbrida de acordo com as características observadas.

Tabela 1 – Potencial de fonte primária por Região brasileira

REGIÃO	FONTE HÍDRICA (UHE)	FONTE SOLAR (UFV)	FONTE EÓLICA (EOL)
Norte	X		
Nordeste	X	X	X
Sudeste	X	X	X
Centro-Oeste	X	X	
Sul	X		X

Fonte: Autor

Aspectos científicos, técnicos, econômicos e socioambientais devem ser considerados ao projetar um sistema híbrido, além disso, sua análise deve ser continuamente observada e monitorada, por ser passível de impacto a longo

prazo. Também ressalta-se a importância da verificação de outros potências naquelas regiões em que nem todas as fontes abordadas neste trabalho estão presentes, como a biomassa.

4. CONCLUSÕES

Ao tratar-se de sistemas de geração híbrida, faz-se necessário analisar cada caso para sua viabilização já que a disponibilidade de distintas fontes energéticas possibilita a formação de combinações para atender finalidades específicas, além de incrementar eficiência energética para o sistema.

Os dados apresentados claramente apontam uma forte correlação de complementariedade entre as fontes e percebe-se, considerando o perfil diário, que ambas solar e eólica tem o potencial para assistência da produção hídrica durante o dia e início da tarde, enquanto a eólica pode também dar suporte parcial durante os picos noturnos. Ao considerar o perfil anual dessas fontes há uma tendencia de maior disponibilidade solar e eólica enquanto a capacidade hídrica sofre uma redução devido aos baixos níveis dos reservatórios.

A complementariedade depende da realidade local das usinas, já que cada região tem suas tendências e cada arranjo possuí suas próprias vantagens e desvantagens, sendo um mais adequado do que o outro perante certa situação. Dessa forma, faz-se necessário avaliar cada sistema de geração relacionando-os com suas próprias características, a fim de promover uma hibridização que atenda a necessidade local considerando os recursos disponíveis a partir do perfil diário, mensal e anual de cada fonte.

Ademais, considera-se que o Brasil e suas tecnologias renováveis serão de grande importância para o futuro próximo no que tange a descarbonização. Além disso, seu grande potencial de complementariedade observado na intermitência e imprevisibilidade das fontes renováveis indica a possibilidade de melhor planejamento e operação da expansão da geração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARANTE, O.A.C. DO. BROWER, M. ZACK, J. SÁ, A.L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Ministério de Minas Energia. Brasília. 44, 2001.

BARBOSA, C.F.O. PINHO, J.T. GALHARDO, M.A.B. PEREIRA, E.J.S. Conceitos sobre Sistemas Híbridos de Energia para Produção de Eletricidade. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (VI CBENS). Belo Horizonte, ISBN 978-85-86923-43-2. 2016. Disponível em: <http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/trabalhos/2465Pfinal.pdf>. Acesso em: jun. 2018.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 954 de novembro de 30 de novembro de 2021. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF, 06 Dez. 2021. Ed. 228, Seção 1, p. 57.

CARVALHO, C.R.F. LEONI, P.N. ABREU, L.M. MOTA, K. Projeto híbrido eólico solar: Uma experiência prática - estudo de Caso. Renova energia. 1◦ Encontro Baiano de Energia Solar. Salvador. 2016.

DE JONG, P. CUNHA, F.B.F. MOUSINHO, M.C.A.M. PRIMO, R.G.B. SANTOS, J.A.F.A. TORRES, E.A. Complementaridade das energias eólica e solar na Bahia. XVII Congresso Brasileiro de Energia (CBE), Rio de Janeiro. Anais do XVII Congresso Brasileiro de Energia, 2017.

DESTER, M. Insertion of renewable energy sources into Brazil's power mix. Energy Sources B Energy Econ. Plann. V. 12, 63–69, 2017. https://doi.org/10.1080/ 15567249.2015.1017670 [online].

EPE & MME. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração – Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE e MME, 27. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: abr. 2021.

FEITOSA, E.A.N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil. ANEEL, Brasília. 2003.

GLOBAL SOLAR ATLAS. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map>. Acesso em: abr. 2021.

INMET – INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Normais climatológicas do Brasil. Ministério da Agricultura, Agropecuária e Abastecimento. Brasília, DF. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/normais>. Acesso em: mai. 2022.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: abr. 2021.

PEREIRA, E.B. MARTINS, F.R. GONÇALVES, A.R. COSTA, R.S. LIMA, F.J.L. RÜTHER, R. ABREU, S.L. TIEPOLO, G.M. PEREIRA, S.V. SOUZA, J.G. Atlas Brasileiro de Energia Solar., 2a Ed. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos. ISBN 978-85-17-00089-8. 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: Abr. 2021.

SAHU A. YADAV N. SUDHAKAR K. Floating photovoltaic power plant: a review, Renew. Sustain. Energy Rev. V. 66. 2016. 815e824, https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051 [online].

SANTOS, J.A.F. DE A. JONG, P. DE. COSTA, C.A. DA. TORRES, E.A. Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil. Utilities Policy. V. 67, 2020. https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101084 [online].

SANTOS, J.A.F. DE A. TORRES, E.A. Wind energy in the Brazilian energy matrix: introduction in state of Bahia. In: XI Congreso Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico (CIINDET 2014), Tecnologías Modernas para la Industria y la Educación, V. XI. Anais CIINDET978-607-95255-6-9, Cuernavaca-Morelos, 2014.

SILVA, N.F. ROSA, L.P. ARAÚJO, M.R. The utilization of wind energy in the Brazilian electric sector's expansion. Renew. Sustain. Energy Rev. V. 9, 289–309, 2005. https://doi. org/10.1016/j.rser.2004.04.003 [online].

TEIXEIRA, F.E.R. O papel da geração hídrica reversível na integração da energia eólica em ambiente de mercado. Dissertação de Mestrado - Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. 2012, p. 8-10, 2012.

TIAGO FILHO, G. L. Utilização combinada de pequenas centrais hidrelétricas e centrais elétricas eólicas. Revista Hidro & Hydro, (47), 2010.

AVALIAÇÃO DOS FATORES DE RESTRIÇÃO AO USO E DE INDICADORES PARA O PLANEJAMENTO DA INTEGRAÇÃO DOS RESÍDUOS DE MADEIRA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Ivo Leandro Dorileo[1]; Leonardo Gomes de Vasconcelos[1]; Mauro Donizeti Berni[2]

[1]Universidade Federal de Mato Grosso; [2]Universidade Estadual de Campinas

RESUMO

O Brasil produz 151,4 milhões de toneladas de biomassa na forma de resíduos florestais gerados pelas atividades do extrativismo e da silvicultura que podem ser transformados em energia e em novos bioprodutos de maior valor agregado. O resultado da inserção desta fonte na matriz energética brasileira não tem atingido objetivos de avanço sustentável, diversificação e escala, especialmente na transição em sistemas isolados (SISOLs) – onde podem ser mais viáveis para produção de eletricidade, fruto dos gargalos técnicos, limitações e barreiras por todo o território nacional e insuficientes medidas para o seu desenvolvimento. Este trabalho visa avaliar as principais limitações e barreiras ao aproveitamento dos resíduos de madeira no país e sugerir, através de indicadores técnicos, a implementação de medidas/políticas públicas, sob as diretrizes do Planejamento Integrado de Recursos – PIR, que permitam aumentar a penetração destas fontes na matriz energética brasileira, superando os principais entraves que impedem a sua difusão em consonância com o meio ambiente. Através da avaliação dos fatores limitantes e indicadores técnicos é possível oferecer contribuições às políticas energéticas e um planejamento indicativo mais arrojado que promovam o adequado aproveitamento dos resíduos de madeira. O inventário das informações será realizado utilizando os estudos dos Planos Decenais de Energia, o Plano Nacional de Energia, o Balanço Energético Nacional, o Sistema de Informação para Energia (SIEnergia) da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o Portal de Periódicos da CAPES (site Science Direct) e as páginas da internet relacionadas às chaves de pesquisa. A construção de indicadores técnicos

segue o método da decomposição estrutural, analisando-se a quantidade de informação e o nível de agregação dos dados para aprofundar o conhecimento sobre eles, e servem para orientar a proposta de um planejamento integrado de recursos que inclua a fonte dos resíduos florestais, e capaz de promover a sua expansão, principalmente nos SISOLs, considerando uma abordagem integrada e abrangente dos aspectos sociais, econômicos, ambientais, políticos e tecnológicos, como o PIR. Alguns indicadores estudados relacionam os recursos da biomassa disponíveis e a produção de eletricidade, a comparação entre os níveis de produção por fósseis e por biomassa da madeira nos SISOLs e o efeito de escala na capacidade de produção de eletricidade por outras biomassas e por resíduos de madeira nos sistemas interligado e isolados; todos abrangendo as cinco regiões do país. Proposição de medidas, através da abordagem do PIR, de forma articulada, entre outras, com as questões de infraestrutura, meio ambiente e sociais, para o desenvolvimento da produção de energia. Demonstração de uma janela de oportunidades a importantes *players* do setor energético brasileiro em relação ao reaproveitamento de resíduos de madeira no Brasil, aderente a uma agenda ambientalmente propositiva, com avanços na matriz energética, tendo-se por base os compromissos já assumidos pelo país na COP21, contemplando também os ODS da ONU.

Palavras-chave: Resíduos; Barreiras; Energia; Geração distribuída; PIR.

ABSTRACT

This work aims to evaluate the technical bottlenecks, limitations and barriers to the use of wood waste in Brazil, which produces 151.4 million tons/year. This motivation makes it possible to suggest, through technical indicators, the implementation of measures/public policies that allow increasing the penetration of these sources in the Brazilian energy supply-demand, overcoming the main obstacles that prevent their diffusion in line with the environment. The technical indicators and the concept of Integrated Resource Planning - IRP support the

proposition of an integrated and comprehensive approach that promotes the sustained expansion of this source throughout the territory.

Keywords: Wood Waste; Barriers; Distributed Generation; IRP

1. INTRODUÇÃO

No setor elétrico, a participação da biomassa atinge 8,5%, enquanto supera os 23% no setor de transportes (EPE, 2020). Para o efetivo aproveitamento energético desta biomassa, especialmente a dos resíduos florestais, da ordem de 151,4 milhões de toneladas (EPE, 2019), é necessária a concretização de políticas em energia renovável com equilíbrio entre os instrumentos públicos e os de mercado permitindo diretrizes claras para embasar e aumentar a atratividade e inclusão destas fontes no país. Entre elas, a definição das melhores estratégias e a promoção dos melhores modelos técnico-comerciais de geração distribuída, ao considerar as especificidades regionais, que beneficiem o consumidor, e superem as principais barreiras que impedem a sua difusão em consonância com o meio ambiente. A implementação destas medidas/políticas públicas depende, normalmente, de objetivos locais de desenvolvimento, metas de criação de empregos, sociais, ambientais etc. A análise é direcionada para combinar metas e objetivos entre as regiões distintas dentro do país, correspondendo à tarefa de conciliar o máximo possível as escolhas dos instrumentos de fomento para atingir incentivos homogêneos dos potenciais existentes em cada região.

2. O POTENCIAL DA BIOMASSA DE RESÍDUOS FLORESTAIS

O SIEnergia é um dos únicos documentos de governo que traz as estimativas do potencial energético dos resíduos florestais tanto do extrativismo quanto da silvicultura[1]. Neste Sistema, disponível para o ano de 2019, o potencial brasileiro está distribuído de acordo com a Tabela 1.

[1] Silvicultura e extrativismo são denominações utilizadas pelo IBGE para se referir à exploração de florestas plantadas e à exploração de florestas naturais, respectivamente. O SIEnergia não especifica tipologias florestais.

Tabela 1 – Potencial de recursos da biomassa florestal das regiões do Brasil no ano de 2019. Unidade: milhões de t.

Região	Atividade	Resíduos totais	Resíduos disponíveis em base seca	Disponibilidade energética
Norte	Silvicultura	4.104.342	1.565.826	172.877
	Extrativismo	7.672.944	2.927.265	1.571.216
Nordeste	Silvicultura	9.844.166	3.755.596	449.826
	Extrativismo	8.471.104	3.231.766	3.686.357
Centro Oeste	Silvicultura	15.117.051	5.767.227	3.060.896
	Extrativismo	3.735.168	1.424.984	461.458
Sudeste	Silvicultura	36.370.678	13.875.586	9.218.652
	Extrativismo	259.123	98.857	Nd
Sul	Silvicultura	64.418.922	24.576.125	18.558.571
	Extrativismo	1.477.255	563.580	361.459
Total Brasil	Silvicultura	129.855.158	49.540.359	31.460.821
	Extrativismo	21.561.594	8.225.851	6.080.491

Fonte: SIEnergia (EPE, 2019). Nota: Base seca: sem umidade na composição centesimal do resíduo.

O potencial de aproveitamento energético de resíduos de madeira oriundos de manejo florestal e da industrialização de toras foi estudado pela EPE (2018) identificando-se os seguintes potenciais no ano de 2017(Tabela 2)[2]:

Tabela 2 – Potencial de produção madeireira e geração de resíduos da biomassa em regiões de Sistemas Isolados.

Tipo de floresta	Florestas Públicas Federais Manejadas			Florestas Particulares Manejadas		Total
Região	Norte	Nordeste (Maranhão)	Centro Oeste (Mato Grosso)	Norte	Centro Oeste (Mato Grosso)	
Madeira em tora (m³)	20.213.940	109.167	779.168	27.433.719	15.801.751	64.337.745
Resíduo Florestal Lenhoso (t)	16.162.403	87.334	623.334	21.946.974	12.641.401	51.461.446
Resíduo de processamento (t)	10.511.249	56.767	405.167	14.265.533	8.216.910	33.455.626

Fonte: Elaborada mediante dados da NT 17/18 EPE (2018). Nota da EPE: Áreas de florestas públicas federais passíveis de concessão nos estados da região norte, mais Maranhão e Mato Grosso. Estes dados estão agrupados em: 1) Área de Proteção Ambiental; 2) Floresta Nacional; e 3) Não-destinada.

[2]Nesse trabalho foram consideradas as florestas públicas federais passíveis de concessão (Floresta Nacional – Flonas, Área de Proteção Ambiental - APA e florestas não destinadas) e as áreas de Reserva Legal de propriedades particulares constantes no Cadastro Ambiental Rural (CAR), nos estados da região norte, Maranhão e Mato Grosso. Considerando o contexto da Amazônia, foi adotado que seriam descontados 20% do total das áreas passíveis que corresponderiam às Áreas de Preservação Permanente (APP). Foram adotadas nesse estudo características físicas da madeira em tora típica das espécies nativas amazônicas. Na industrialização as espécies dominantes são o Eucalyptus e o Pinus.

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

O potencial das áreas do SIN, concentrado nos estados da região Sul, São Paulo e Minas Gerais, foi considerado o da biomassa lenhosa residual do processamento realizado de madeira em toras (48,5 milhões de m³) e 8,2 milhões de toneladas de resíduos resultantes das serrarias abastecidas por plantios florestais[3].

3. INDICADORES DE PLANEJAMENTO

Ao desempenhar papel fundamental no apoio às políticas públicas e no seu acompanhamento ao longo do tempo, os indicadores foram delineados de maneira sistêmica, a partir dos dados existentes nas plataformas do SIEnergia da EPE (2019), da NT 17/18 (EPE, 2018) e do BEN 2021 (EPE, 2021). Desta forma, as informações refletem uma visão global e distributiva entre as regiões do país (partilha dos recursos energéticos dos resíduos), constituem valores e dimensões que se prestam à elaboração de variantes e permitem estabelecer um conteúdo qualitativo (o que e como pode melhorar).

3.1 Indicador de produção física (potencial total) - IP

Ao avaliar os recursos da biomassa produzida no Brasil, considerando as modernas renováveis (resíduos agropecuários e da madeira[4] e palha de cana-de-açúcar), obtemos uma relação total (RM/BT) de 13,4%, denotando baixa participação relativa dos resíduos de madeira entre estas fontes (Tabela 3).

[3] Diferentemente da estimativa para a região dos Sistemas Isolados (estados da região Norte, Maranhão e Mato Grosso), cuja biomassa, em grande parte, ainda depende da implantação do manejo florestal e da industrialização das toras. A Concessionária Energisa, no Estado de Mato Grosso, anteciparia, neste ano de 2022, obras que interligariam o seu Sistema Isolado, antes previstas para o ano de 2023.

[4] Resíduos disponíveis da agropecuária (lavouras temporárias e permanentes, pecuária extensiva e intensiva (toneladas em base seca). Resíduos de processamento da madeira disponíveis (toneladas em base seca).

Tabela 3 – Recursos da biomassa de resíduos da madeira e indicadores de produção no Brasil no ano de 2019. Unidade: milhões de t.

Região/Fonte	Biomassa Resíduos Total (BT)[1]	Resíduos de Madeira Disponíveis (RM)	Indicador (IP) RM/BT (%)
Norte	62,1	7,1	11,4
Nordeste	47,0	8,3	17,6
Centro Oeste	151,0	6,9	4,6
Sudeste	85,2	12,6	14,8
Sul	79,3	21,9	27,6
Total	424,6	56,75	13,4

Fonte: Elaborada mediante dados do SIEnergia (EPE, 2019).

Observe-se que o manejo e a industrialização de toras nas regiões Sul e Sudeste propiciam melhores condições de aproveitamento desta biomassa, representando 42,4% de todos os resíduos gerados pelo manejo e pelo processamento da madeira no país.

3.2 Nível de Disponibilidade para produção energética - ND

O indicador ND relaciona a disponibilidade de resíduos para fins energéticos e o estoque efetivo disponível em base seca (Tabela 4). Os níveis de disponibilidade médios entre as regiões são de 62,5% no extrativismo e de 43,6% na silvicultura, com significativa participação da região Sul e notável possibilidade no extrativismo na região Nordeste.

Tabela 4 – Indicador de disponibilidade de produção energética através de resíduos de madeira no Brasil, por regiões. Unidade: milhões de t e %.

Região	Atividade	Resíduos disponíveis em base seca (RD)	Disponibilidade energética (DE)	Indicador (ND) DE/RD %
Norte	**Silvicultura**	1.565.826	172.877	11,0
	Extrativismo	2.927.265	1.571.216	53,7
Nordeste	**Silvicultura**	3.755.596	449.826	12,0
	Extrativismo	3.700.000	3.686.357	99,6
Centro Oeste	**Silvicultura**	5.767.227	3.060.896	53,1
	Extrativismo	1.424.984	461.458	32,4
Sudeste	**Silvicultura**	13.875.586	9.218.652	66,4
	Extrativismo	98.857	Nd	-
Sul	**Silvicultura**	24.576.125	18.558.571	75,5
	Extrativismo	563.580	361.459	64,1
Total Brasil	**Silvicultura**	49.540.359	31.460.821	63,5
	Extrativismo	8.225.851	6.080.491	73,9

Fonte: Elaborada mediante dados do SIEnergia (EPE, 2019).

3.3 Capacidade instalada de geração por fonte - CI

O perfil da capacidade instalada é composto quase exclusivamente por usinas a bagaço de cana (77,0%) (EPE, 2021), e, excluindo-se os resíduos de madeira, o restante cabe a outras biomassas (biogás, casca de arroz, lixívia, capim elefante etc.). A evolução da capacidade instalada de geração por termelétricas a resíduos de madeira (majoritariamente pela combustão dos resíduos) apresentou inexpressivo crescimento de 0,96% a.a., ao passo que através de outros resíduos da biomassa a taxa foi de 4,43% a.a. na década 2011-2020 mostrada na Figura 1.

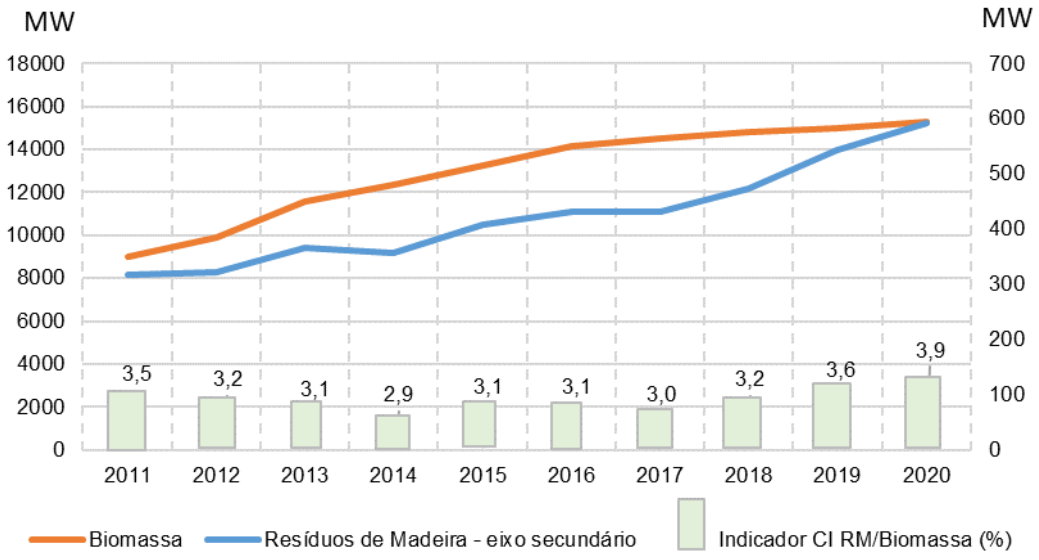


Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de usinas à biomassa e por resíduos de madeira no Brasil no período de 2011 a 2020.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Balanço Energético Nacional 2021 (EPE, 2021).

O indicador CI (RM/Produção total de eletricidade por biomassa) mostra que os resíduos de madeira são parte da carteira de fontes disponíveis para expansão “havendo-se de se considerar o grande potencial existente dentre os variados tipos de biomassa”, conforme indica a EPE (2018). O planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro leva em conta os atributos necessários das fontes para atender os seus requisitos, especialmente os de capacidade e

flexibilidade e, uma alternativa apontada pelo PNE 2050 (EPE, 2020) é aumentar a capacidade instalada por usinas a bagaço de cana consorciando-as ao cavaco de madeira ao longo do ano, operando com este insumo na entressafra e aumentando o seu fator de capacidade (FC). Em função das características de cada região do país, quando desagregado, o indicador CI pode direcionar medidas de incentivo à utilização dos resíduos de madeira, quer em plantas específicas, quer em plantas consorciadas com o bagaço de cana-de-açúcar.

3.4 Nível de produção de eletricidade por fonte – NE - Efeito substituição

Associado à alocação de recursos, este indicador mensura a participação dos resíduos de madeira em relação a das fontes fósseis na geração elétrica nos SISOLs, permitindo a avaliação da possibilidade de deslocamento do energético fóssil no total das fontes destes Sistemas (Tabela 5).

Tabela 5 – Nível de produção de eletricidade por resíduos de madeira e por combustíveis fósseis nos SISOLs no período de 2016 a 2020. Unidade: GWh

Fonte/Ano	2016	2017	2018	2019	2020
Fóssil (F)	1.218,0	1.122,0	1.025,0	1.062,0	2.262,1
Resíduos de Madeira (RM)	12,07	12,04	13,24	15,19	16,53
Indicador RM/F (%)	1,0	1,1	1,3	1,4	0,7

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2022).

A EPE (2018) avalia alguns fatores relevantes para a promoção e substituição da geração a diesel nos SISOLS. Este indicador deve ser analisado por escopo geográfico juntamente com alguns desses fatores: (i) o potencial total de geração elétrica com biomassa lenhosa residual; (ii) o potencial que poderia substituir a geração a diesel de base nos SISOLs; (iii) os valores de remuneração da biomassa lenhosa residual; (iv) a redução dos custos de atendimento da demanda; (v) a logística de abastecimento do óleo

Diesel em localidades e os custos totais do combustível; e (vi) estimativa da emissão evitada de gases de efeito estufa.

3.5 Intensidade de produção elétrica por resíduos de madeira – IEt - efeito de escala

O indicador IEt determina o nível de produção elétrica por resíduos de madeira em relação à biomassa total no SIN e nos SISOLs indiferentemente (Tabela 6).

Tabela 6 – Intensidade de produção de eletricidade por resíduos de madeira no SIN e nos SISOLs no período de 2016 a 2020. Unidade: GWh.MWh

Fonte/Ano	2016	2017	2018	2019	2020
Biomassa	49.236	49.385	51.876	52.111	55.613
Resíduos de Madeira	1149,12	1146,46	1260,84	1447,04	1574,72
Indicador RM/B (IEt) (%)	2,3	2,3	2,4	2,8	2,8

Fonte: Elaborada mediante dados do ONS (2022) e Balanço Energético Nacional 2021 (EPE, 2021).

Nesta avaliação é possível associar a evolução da produção a um portfólio de geração (*resource adequacy*), considerando o grau de penetração dos resíduos de madeira, passando esta escala a ganhar importância mensal, quando se trata de perda de estoque hídrico.

3.6 Barreiras à difusão de geração a partir de resíduos de madeira

A análise aponta algumas das principais dificuldades para implementação destas fontes que persistem e podem inibir os investimentos no Brasil. Consideram-se que as barreiras de ordem regulatória, social e cultural têm sido vencidas ao se buscar a redução do peso da inversão econômica que ainda recai sobre estas fontes, mensurando os benefícios sociais, econômicos e ambientais. A Tabela 7 mostra esta análise.

Tabela 7 – Análise de barreiras à implementação de fontes à base de resíduos de madeira

Barreiras de infraestrutura e logística	Barreiras de subsídios e concorrência com outras fontes	Barreiras de custos	Limitações de estratégia para o desenvolvimento das fontes à base de resíduos florestais	Limitações devido à ausência de um planejamento integrado nos níveis regionais
A expansão das redes elétricas em centros menores e sua conexão às usinas pode apresentar dificuldades técnicas com parâmetros elétricos e gerenciamento. Muitas regiões com disponibilidade de matéria-prima de biomassa estão distantes das plantas produtoras de energia e/ou estas apresentam dificuldades de se conectarem às redes de transmissão ou distribuição. Muitas regiões do país apresentam malha rodoviária muito precária, impedindo ou impossibilitando um adequado transporte de maquinário de instalação das usinas à biomassa.	A concorrência, mesmo que indireta com a fonte hidráulica, é uma forte barreira e impacta, através dos custos de transação – muito altos para outras renováveis - , sobre a decisão de implantação de projeto de geração baseada em biomassa. A exploração do potencial hidráulico, com custos menores, ocorre em todas as regiões do país e avançando fortemente na região Norte e Centro Oeste, onde a biomassa vem aumentando sua produção. A competição entre as fontes hidráulica e fotovoltaica e biomassa estão em níveis diferentes em relação às informações e dados registrados no Brasil, às análises de investimentos e riscos, aos usos das áreas de possível implantação de projetos hidrelétricos, e aos potenciais atualizados. Os custos das fontes solar e da biomassa, na maioria dos casos, são maiores do que os das fontes convencionais, cujas regras vigentes incentivam-nas. Prover os usuários com informações precisas são a chave para um	Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – EPE (2018) existem algumas dificuldades para a geração de energia a partir de biomassa de origem florestal relacionadas aos seguintes aspectos: i) CAPEX e Financiamento – maior custo de investimento em termos de R$/kW em comparação com a geração convencional a Diesel; com maior custo associado ao financiamento, a geração à biomassa incorre em alto custo de operação, embora menor que o da geração a Diesel, e dificuldade de comprovar capacidade de abastecimento do combustível. ii) Custo de oportunidade dos atuais geradores – os atuais agentes geradores podem aproveitar as instalações existentes de geração à Diesel, dificultando a substituição dessa fonte pela geração à biomassa de origem florestal. iii) Cronograma de implantação – maior facilidade e rapidez na implantação da geração	Sob o ponto de vista do planejamento energético regional e o desenvolvimento equilibrado e homogêneo entre as diferentes regiões do país, a seleção de recursos de oferta deve privilegiar as características locais e os atributos das fontes renováveis existentes; e os cenários de demanda devem considerar, além dos fatores socioeconômicos, a preservação ambiental, os custos sociais, os custos completos, a eficiência energética e a conservação dos recursos. Os atributos de análise de recursos de oferta devem ser conduzidos pelo ente público quando se trata de equilibrar oferta e demanda de eletricidade. Cada região do país apresenta uma percepção do recurso de forma distinta, considerando todos os atributos (técnicos, ambientais, geográficos, socioeconômicos, políticos, infraestrutura), pois há perspectivas diferentes de sua aplicação e de seu uso.	As distintas regiões do Brasil possuem necessidades divergentes e diferentes potenciais energéticos a serem explorados; e assim, há políticas a serem implementadas de modo díspar, levando em conta estas diferenças, promovendo, além de sistemas energéticos competitivos, os objetivos sociais, a proteção ambiental e investimentos com maior sustentabilidade. Faltam planos de desenvolvimento de fontes renováveis combinados com planos de recursos hídricos e ambientais para reduzir consideravelmente os conflitos e impactos. Isto significa que se devem privilegiar as opções tecnológicas de novas renováveis mais atraentes do ponto de vista ambiental, econômico e de benefícios sociais, comparadas com as opções de oferta tradicionais, especialmente as que exploram os recursos hídricos. Desta forma, o privilégio das novas renováveis sobre as fontes hidráulicas está na consideração de que

	acesso eficiente a estas fontes.	a Diesel em relação à geração a partir de biomassa florestal. Uma análise de custos evitados pela GD através de resíduos florestais, pormenorizada regionalmente, pode determinar benefícios na operação destes sistemas.	As comissões públicas e órgãos de governo estaduais devem realizar estas tarefas, mesmo que existam as diretrizes nacionais do MME via Empresa de Pesquisa Energética - EPE, descentralizando ações, evitando alocação inadequada de recursos, investimento em tecnologias impróprias, custos altos de externalidades e de geração, maximização de riscos, inclusive de viabilidade do projeto perante autoridades ambientais, e ausência ou pouca participação dos interessados-envolvidos.	estas últimas optam pelo custo mínimo de oferta, enquanto as renováveis integram uma gama mais ampla de opções incluindo custos ambientais, custos sociais e de tecnologia “mais limpa”. A dificuldade reside na falta de planejamento energético regional e regulamentação de incentivos para dirigir o mercado em direção às tecnologias de energia a partir dos resíduos florestais, em franca difusão no país.

3.7 O Planejamento Integrado de Recursos como referência

A exploração dos recursos florestais deve encontrar no âmbito das instâncias de meio ambiente e de planejamento energético, a melhor forma de seu desenvolvimento. O Planejamento Integrado de Recursos – PIR pode contribuir para este enfoque sistêmico que favorece o planejamento indicativo e participativo, envolvendo diversos níveis governamentais e a iniciativa privada, aproximando-se do modelo mais sustentável (DORILEO, 2009). Nesta abordagem, levando em conta as premissas do PIR, devem-se estabelecer medidas: (i) articulação entre os setores energético e ambiental e instituições de governo com vistas à identificação, discussão e proposição de soluções para questões de sustentabilidade ambiental do setor energético; (ii) realização de estudos de inventário e de viabilidade dos empreendimentos de geração elétrica à biomassa que compreendam tanto os economicamente mais atraentes como os de interesse estratégico; (iii) elaboração de um planejamento indicativo por agregados de municípios pertencentes àquela região geográfica produtora de resíduos florestais, valorizando a forma

descentralizada; há um elevado diferencial competitivo para esta fonte no aspecto locacional (pode estar próxima ao centro de carga); (iv) priorização da geração distribuída com as novas renováveis, promovendo o aproveitamento efetivo do potencial dos resíduos florestais, que atendam às demandas pré-definidas e em carteiras de recursos integrados pela combinação de alternativas (inclusive eficiência energética, por exemplo) e identificando-se outros recursos de oferta; (v) desenvolvimento das microrregiões atrasadas (e.g: aplicação de recursos e promoção de iniciativas renováveis com recursos disponíveis com benefícios de redução da pobreza; prover serviços de energia às pessoas sem acesso, em áreas geograficamente dispersas, especialmente as do Norte e Centro Oeste do país, onde se produzem esses resíduos).

4. CONCLUSÃO

Os indicadores apuraram um nível muito baixo de aproveitamento dos resíduos de madeira, os heterogêneos mercados de eletricidade entre as regiões com incrementos significativos da produção por fósseis, além de substanciais diferenças quanto à origem dos resíduos. O cenário torna-se viável nos curto e médio prazos nos SISOLs com intervenções diligentes de governo para garantir o sucesso de políticas públicas que tenham por objetivo promover estas fontes renováveis e solução das barreiras e dificuldades em relação à “complexidade das questões florestais e energéticas, especialmente em relação ao manejo de florestas nativas na região amazônica e à substituição da geração a Diesel” (EPE, 2018). No SIN o potencial é significativo para geração elétrica com biomassa lenhosa residual da industrialização de madeira em tora proveniente de florestas plantadas, inclusive na associação com a produção das usinas sucroalcooleiras. Garantia de remuneração da biomassa e compra de energia são medidas que se impõem nesta questão. O PIR propõe a competitividade e a viabilidade entre as fontes. Num cenário de desenvolvimento regional em que se visa a integração os governos estaduais devem implementar os programas sociais e econômicos voltados para políticas estruturais, principalmente nas áreas rurais, superando

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

as barreiras. Nas obras de infraestrutura energética o planejamento indicativo não se pode limitar aos megaprojetos, mas devem contemplar os pequenos empreendimentos, dando oportunidade, principalmente, às pequenas e médias empresas atendendo as necessidades locais de infraestrutura necessária ao sistema de produção de energia, considerando as vocações locais e o conjunto mais amplo de opções incluindo custos ambientais, custos sociais e de tecnologia "mais limpa" destas fontes. As oportunidades de investimento para estas empresas devem ser orientadas por indicadores técnicos básicos que preparem o terreno para uma análise mais avançada sobre atratividade, retorno total e volatilidade anual (medida de riscos), por exemplo, para carteiras de investimentos construídas para um mercado emergente de novas renováveis e de transição energética. Além dos objetivos naturais de mitigações climáticas e descarbonização ao considerar a energia mais limpa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DORILEO, I. L. Planejamento integrado de recursos energéticos e hídricos em bacias hidrográficas: proposta metodológica e aplicação à bacia do Rio Cuiabá-MT. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Campinas, São paulo, p. 548. 2009.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Nota técncia EPE 17/18: Potencial energético de resíduos florestais do manejo sustentável e de resíduos da industrialização da madeira, MME, 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Sistema de Informação para Energia. MME, 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia - PNE 2050. MME, 2020.

EPE– Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2021, ano base 2020. MME, 2021.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Plano anual de operação dos sistemas isolados (PEN SISOL 2018) e SIN. Rio de janeiro, RJ, Brasil. 2022.

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS E DO DESEMPENHO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EM PRÉDIOS PÚBLICOS

Isabel Cristina[1]; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella[1]; Ednardo Pereira da Rocha[1]

[1]*Universidade Federal Rural do Semi-Árido*

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de dez Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) instalados na Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) – Campus Mossoró a partir da aplicação dos Índices de Mérito, e analisar o consumo de energia elétrica da Universidade, a fim de avaliar o impacto da geração solar fotovoltaica sobre este. A metodologia utilizada consistiu em determinar a Produtividade, Taxa de desempenho e Fator de Capacidade das usinas fotovoltaicas com base na geração solar real monitorada durante o ano de 2021, e nos dados de irradiação solar, que foram extraídos da estação meteorológica instalada na própria Instituição. Para avaliar o consumo de energia elétrica, foram analisadas as faturas de energia elétrica no ano de 2019. Os resultados mostraram que, apesar dos indicadores apresentarem variação mensal em decorrência de vários fatores, dentre eles, falhas de operação dos sistemas, as usinas solares estão operando conforme esperado. Com relação ao consumo de energia elétrica, foi registrado, no horário fora de ponta, um consumo de energia elétrica de aproximadamente 3,8 GWh, e sendo este um cenário estimado de consumo em 2021, o percentual médio de redução de energia elétrica devido a agregação da geração solar seria de algo em torno de 31,7%.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede; Índices de Mérito; Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT

This work aims to evaluate the performance of ten Grid Connected Photovoltaic Systems (GCPS) installed at Federal University of the Semi-Arid Region

(UFERSA) - Campus Mossoró through the application of Merit Indices, and to analyze the University's electricity consumption in order to assess the impact of solar photovoltaic generation on it. The methodology used consisted in determining the Productivity, Performance Rate and Capacity Factor from the photovoltaic plants based on the actual solar generation monitored during the year 2021, and also the solar irradiation data, which were extracted from the meteorological station installed in the Institution itself. To evaluate the electric energy consumption, 2019 electric energy bills were analyzed. The results showed that, although the indicators exhibit monthly variation due to several factors, among them, operating system failure, the solar power plants are operating as expected. Regarding the electricity consumption, it was registered, during off-peak hours, an electricity consumption of approximately 3.8 GWh, and being this an estimated consumption scenario in 2021, the average percentage of electric energy reduction due to the aggregation of solar generation would be something around 31.7%.

Keywords: Grid Connected Photovoltaic Systems; Merit Indices; Performance of Photovoltaic Systems.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da necessidade do suprimento energético aliado à crescente preocupação com o meio ambiente ampliaram as discussões acerca da necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira. A geração fotovoltaica no Brasil passou a ser regulamentada no ano de 2012 a partir da Resolução Normativa 482/12 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que no ano de 2015 foi reeditada na Resolução Normativa 687/15. A partir delas, ficaram definidas as condições gerais de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Apesar da tecnologia fotovoltaica apresentar um crescimento em larga escala nos últimos anos, seu percentual ainda é pouco expressivo na matriz elétrica brasileira, correspondendo, de acordo com o SIGA ANEEL (2022), a algo

em torno de 3%. Ao analisar a geração distribuída por classe de consumo no Brasil, tem-se que o poder público corresponde a 1,1% da capacidade de potência total instalada (ABSOLAR, 2022), o que significa que existe a necessidade de implementação efetiva de políticas públicas que incentivem a inserção desta tecnologia em larga escola neste setor, uma vez que, a longo prazo, representaria economia aos cofres públicos.

A Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) encontra-se entre os maiores gerados de energia solar fotovoltaica das unidades consumidoras do poder público do Brasil, e atualmente apresenta 2,178 MWp de potência instalada. Apesar das usinas solares se caracterizarem pela pouca necessidade de manutenção ao longo do seu período de operação, a prática do monitoramento da geração de energia elétrica se torna necessária, uma vez que permite detectar rapidamente problemas operacionais, contribuindo assim, para melhor produção de energia elétrica.

Pelo exposto, o objetivo do presente trabalho é avaliar, a partir da aplicação dos Índices de Mérito, o desempenho de dez sistemas fotovoltaicos instalados no campus da UFERSA localizado na cidade de Mossoró-RN, e identificar se existem fatores que estejam afetando a sua performance. Além disso, este estudo também visa analisar os impactos da inserção da geração fotovoltaica sobre o consumo de energia elétrica da referida Universidade.

2. ÍNDICES DE MÉRITO

Os sistemas solares fotovoltaicos, ao longo do seu tempo de vida, sofrem degradações que afetam o seu desempenho, dessa forma, é necessário que haja um controle e monitoramento que permita a maximização da energia produzida.

Rampinelli e Prudencio (2020) afirmam que os índices de mérito de performance dos sistemas fotovoltaicos foram apresentados pela organização *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Program* (IEA – PVPS) e tem como objetivo padronizar a prática de monitoramento das usinas

fotovoltaicas e, assim, tornar possível determinar as perdas não diagnosticadas a partir de uma avaliação direta do sistema.

Os indicadores mais relevantes, a saber, Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade podem ser usados para definir a performance de um SFCR, no que diz respeito à produção de energia, aproveitamento da radiação solar e efeitos de perdas do sistema. Esses parâmetros serão tratados nos itens 2.1, 2.2 e 2.3, respectivamente.

2.1 Produtividade ou Yield (Y)

A produtividade é definida pela razão entre a energia elétrica gerada (E_G) e a potência fotovoltaica instalada (P_{FV}), logo, representa o número de horas que um sistema FV funciona à sua potência máxima, como mostra a Equação (1).

$$Y = \frac{E_G}{P_{FV}} \text{ (kWh/kWp)} \quad (1)$$

2.2 Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* (PR)

De acordo com Marion *et al.* (2005), a taxa de desempenho avalia o funcionamento de um sistema fotovoltaico através da comparação entre a sua produção de energia elétrica real e a energia que seria produzida se ele operasse de acordo com suas características de instalação do sistema, e é dado pela Equação (2).

$$PR = \frac{Ep}{Ee} (\%) \quad (2)$$

Em que E_p é a energia de saída do sistema e E_e é a energia esperada, que pode ser encontrada utilizando a Equação (3).

$$Ee = A \times \eta p \times \eta s \times n \times I \text{ (kWh/mês)} \quad (3)$$

Onde A é a área útil dos módulos fotovoltaicos, η_p é a eficiência dos módulos fotovoltaicos (%), η_s é a eficiência do sistema (%), n é o número de dias no mês e I é a irradiação média no plano inclinado. Assim, este indicador permite analisar se o sistema está funcionando de acordo com o esperado.

2.3 Fator de Capacidade (FC)

Segundo Lima *et al.* (2017) o fator de capacidade é dado pela razão entre a energia elétrica gerada pelo sistema, e a energia elétrica convertida caso o sistema operasse em potência nominal nas condições padrão (1000 W/m², 25 °C, e AM 1,5) durante 24 horas por dia. A Equação (3) mostra como é calculado este indicador.

$$FC = \frac{E_G}{P_{FV} \times 24 \times n} (\%) \quad (4)$$

Em função da intermitência do recurso solar, o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos é baixo. De acordo com Korman *et al.* (2014), os sistemas instalados no Brasil apresentam FC entre 13% e 18%.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Para aplicar os indicadores Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade, foram escolhidas as usinas fotovoltaicas que estavam instaladas na Universidade até o ano de 2020, para que fosse realizado o monitoramento de geração fotovoltaica durante todo o ano de 2021. A Tabela 1 (Autoria Própria, 2022) apresenta as informações técnicas de cada usina solar PV.

Tabela 1 – Características Técnicas das Usinas Solares da UFERSA instaladas até o final do ano de 2020

Usina Solar	Potência (kWp)	N° de Módulos	Azimute; Inclinação	Área (m²)	Eficiência do Módulo	Eficiência do Sistema
M I	3,43	14	0°; 11°	22,90	15%	80%
M II	150,8	580	35°; 10°	930	16,16%	80%
M III	15,6	48	35°; 22°	93,70	16,72%	80%
M IV	147	439	219°; 12°	814,90	17,30%	80%
M V	92,83	235	130°; 7°	471,60	19,60%	80%
M VI	92,83	235	310°; 7°	471,60	19,60%	80%
M VII	95,18	235	125°; 6°	472,80	20,20%	80%
M VIII	95,18	235	125°; 6°	472,80	20,20%	80%
M IX	95,18	235	125°; 6°	472,80	20,20%	80%
M X	92,83	235	125°; 6°	471,60	19,60%	80%
M XI	92,83	235	215°; 6°	471,60	19,60%	80%
M XII	69,66	172	230°; 6°	346,05	20,20%	80%

É importante ressaltar que as usinas “M I” e “M IV” não possuem monitoramento disponível, assim, as mesmas foram desconsideradas e o estudo foi realizado com base na geração solar das outras dez usinas que possuem o sistema de monitoramento dos inversores fornecidos pelos fabricantes.

Para encontrar a energia elétrica mensal esperada por cada uma das usinas solares, é necessário conhecer os valores de irradiação solar média no plano inclinado de cada sistema. Dessa forma, foi realizado um tratamento de dados relativos a radiação solar registrada na estação meteorológica.

Os dados de irradiância solar global (W/m²) no plano horizontal são registrados em intervalos de cinco minutos e armazenados em planilhas eletrônicas do Excel. A fim de encontrar a irradiância solar média mensal instantânea (G), foi utilizada a Equação (5).

$$G = \frac{\sum \text{Irradiância Solar Instantânea}}{\text{Quantidade de dias no mês}} \text{ (W/m}^2\text{.dia)} \quad (5)$$

Posteriormente, utilizando a Equação (6) foi possível obter os dados de irradiação solar média no plano horizontal (H).

$$H = [(\sum G) \times \frac{5}{6}]/100 \text{ (kWh/m}^2\text{.dia)} \quad (6)$$

Uma vez que cada sistema solar está com uma inclinação e desvio azimutal específicos, é necessário encontrar o valor de irradiação solar que incide sobre os módulos fotovoltaicos. Para isso, utilizou-se o *software* Radiasol, que permite, a partir da inserção dos valores de irradiação no plano horizontal, identificar os valores de irradiação solar para qualquer plano, independente da inclinação e do desvio azimutal em relação ao norte**.**

Para avaliar os impactos da inserção da geração solar fotovoltaica sobre as despesas com consumo de energia elétrica da Universidade, foram analisadas as faturas de energia elétrica referentes ao ano de 2019, já que em 2020 e 2021 as atividades presenciais estavam suspensas devido à pandemia da Covid-19.

O campus da UFERSA em Mossoró é dividido em dois *campi*, leste e oeste, e o fornecimento de energia elétrica é realizado pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). A tensão de fornecimento é de 13,8 kV, dessa forma, está enquadrada no subgrupo A4 e a modalidade tarifária adotada é a horária verde.

4. RESULTADOS

Durante o ano de 2021, as dez usinas fotovoltaicas analisadas no campus universitário geraram mais de 1.397,98 MWh de energia elétrica. A Figura 1 (Autoria Própria, 2022) apresenta a geração solar mensal das usinas monitoradas.

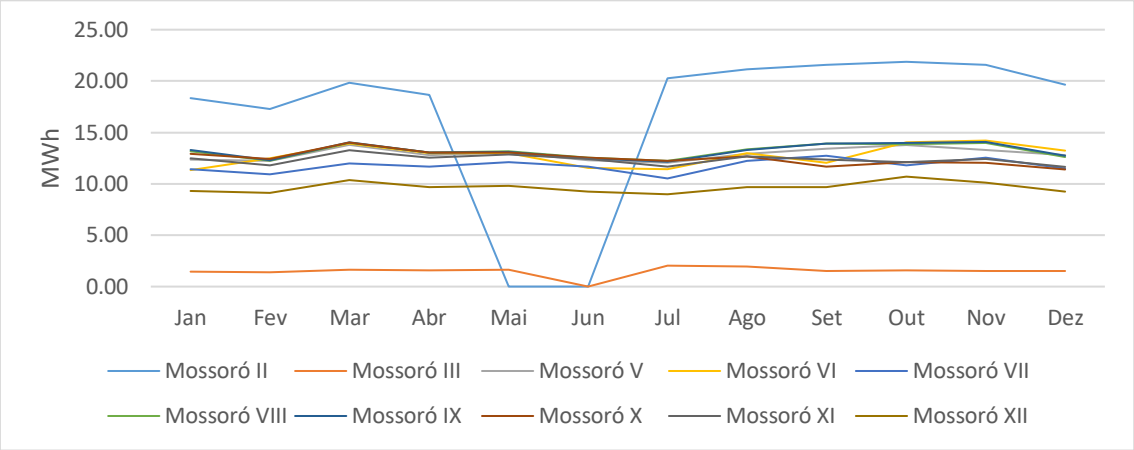


Figura 1 – Geração Solar das Usinas Fotovoltaicas do Campus Mossoró

Vale mencionar que nos meses de janeiro a abril de 2021 a usina solar "M II", que tinha uma previsão de geração solar esperada de, em média, 21,39 MWh de energia elétrica, apresentou uma média mensal de 18,53 MWh, e conforme mostra a Figura 1, nos meses de maio e junho deste mesmo ano não apresentou registros de geração solar. Isso ocorreu devido à uma falha em uma *string* de um dos inversores, o que fez com que um dos dois inversores operasse com apenas metade de sua capacidade. Durante os meses de maio e junho de 2021 o problema estava sendo resolvido, logo, a usina solar precisou ficar desativada.

Ainda na Figura 1, precisamente na usina solar "M III", não há dados de geração de energia elétrica no mês de junho de 2021. Tal fato deve-se à uma mudança ocorrida no sistema de armazenamento do sistema fotovoltaico, e como consequência, a mesma ficou desativada neste mês.

Dando continuidade às análises, a Figura 2 (Autoria Própria, 2022), mostra a irradiação média mensal no plano inclinado das usinas solares monitoradas.

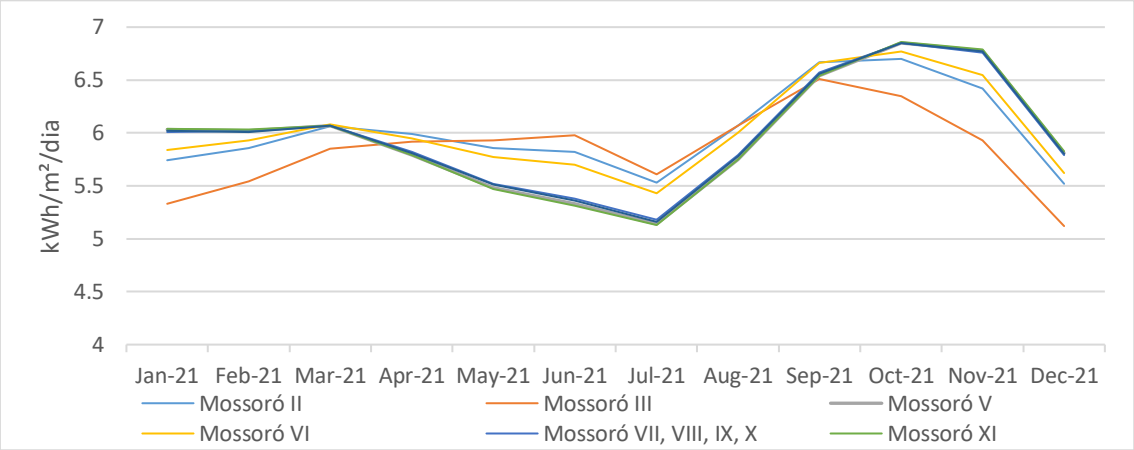


Figura 2 – Irradiação Solar Média Mensal em 2021

De acordo com os dados analisados, em 2021, a média da irradiação solar no plano inclinado foi de 5,97 kWh/m².dia, e os meses de junho e dezembro do referido ano apresentaram os menores valores médios, 5,55 kWh/m².dia e 5,64 kWh/m².dia, respectivamente. Já o mês de outubro de 2021 atingiu o maior valor médio, no caso, 6,75 kWh/m².dia.

Na sequência, as Figuras 3, 4 e 5 (Autoria Própria, 2022) apresentam a Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade das usinas fotovoltaicas monitoradas durante o ano de 2021.

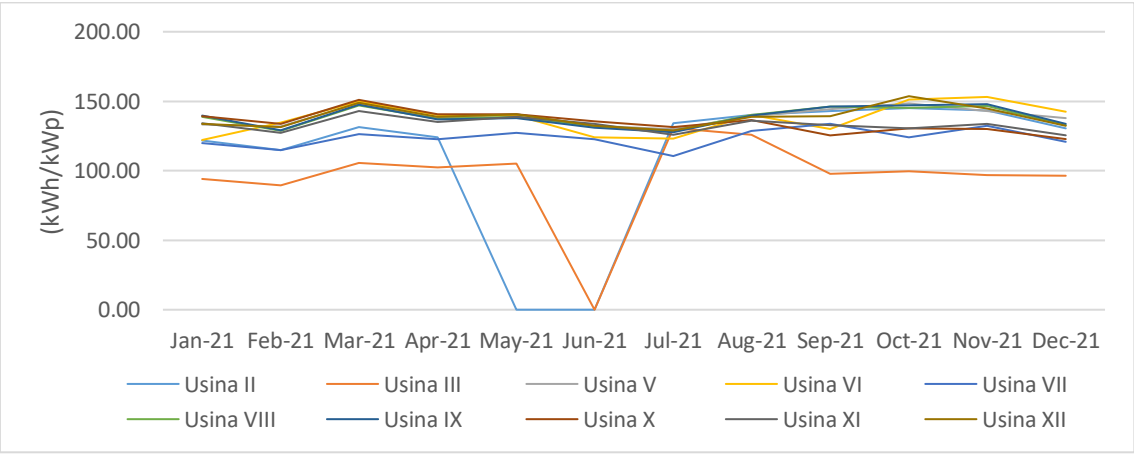


Figura 3 – Produtividade das usinas solares monitoradas

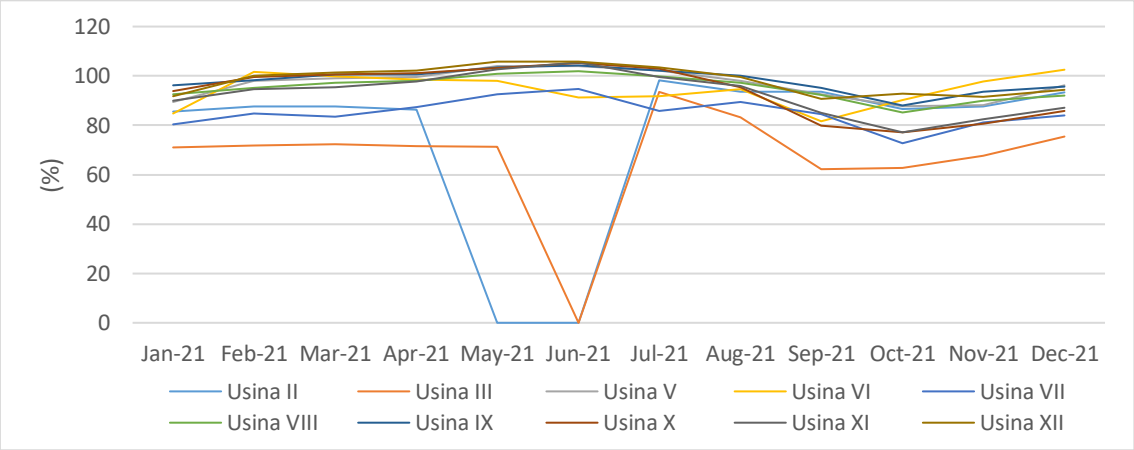


Figura 4 – Taxa de Desempenho das usinas solares monitoradas

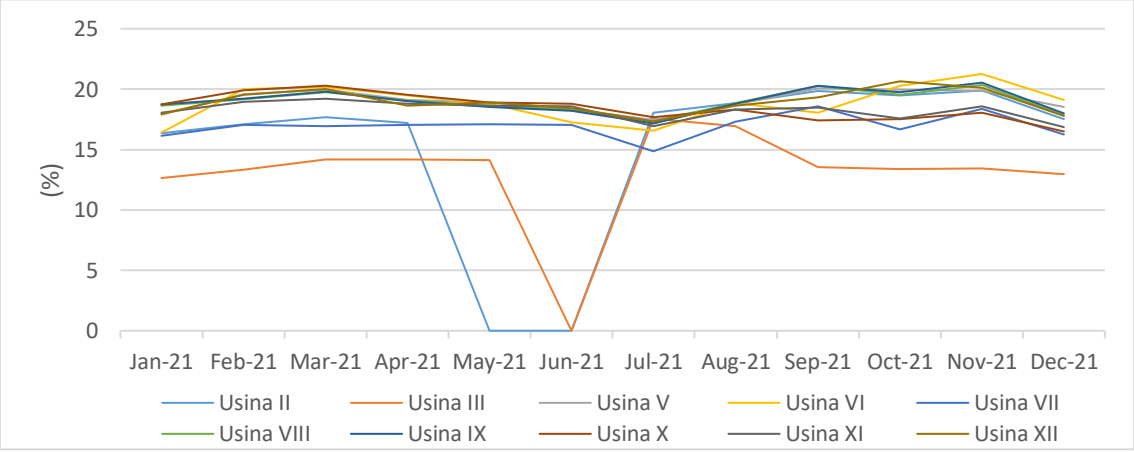


Figura 5 – Fator de Capacidade das usinas solares monitoradas

Através das Figuras 3, 4 e 5, é possível perceber que, de maneira geral, os sistemas fotovoltaicos apresentam variações ao longo dos meses do período analisado, mesmo estando instalados na mesma cidade, isso se deve às variações de inclinação, e irradiação solar incidente. Diante da dependência dos valores de geração solar para calcular os indicadores, as usinas solares “M II” e “MII” apresentaram os menores valores de parâmetros dentre os sistemas estudados, sendo a média anual de produtividade de 110,6 kWh/kWp e 95,28 kWh/kWp, a taxa de desempenho anual média 75,03% e 66,94%, e fator de capacidade médio anual de 15,16% e 13,03%, respectivamente.

Percebe-se também que a usina solar “M VII” apesar de possuir as mesmas características de potência instalada, inclinação e desvio azimutal das usinas “M VIII” e “M IX”, apresentou menor produtividade, taxa de desempenho e fator de capacidade quando comparada à estas. Acredita-se que isso possa estar relacionado à problemas como, por exemplo, sujidade dos módulos PV, que reduzem o desempenho da produção de energia elétrica.

Com relação à análise das faturas de energia elétrica da Universidade no ano de 2019, concluiu-se que existe maior consumo de energia elétrica no horário fora de ponta (FP), conforme esperado, em função dos horários das atividades desenvolvidas na Instituição. Neste referido ano, já haviam quatro usinas solares em funcionamento no campus (“M I, II, II e IV”), dessa forma, o valor apresentado nas faturas referem à energia já compensada pela geração solar desses sistemas. No horário fora de ponta o consumo de energia elétrica foi de1,450 GWh e no horário fora de ponta, e 1,16 GWh.

Para conhecer o percentual de redução do consumo de energia elétrica em 2021, considerou-se que este consumo é igual ao do ano de 2019, logo, foi possível encontrar a energia compensada pelas usinas solares “M V, VI, VII, VIII, IX, X, XI e XII” como pode ser visto na Figura 6 (Autoria Própria, 2022).

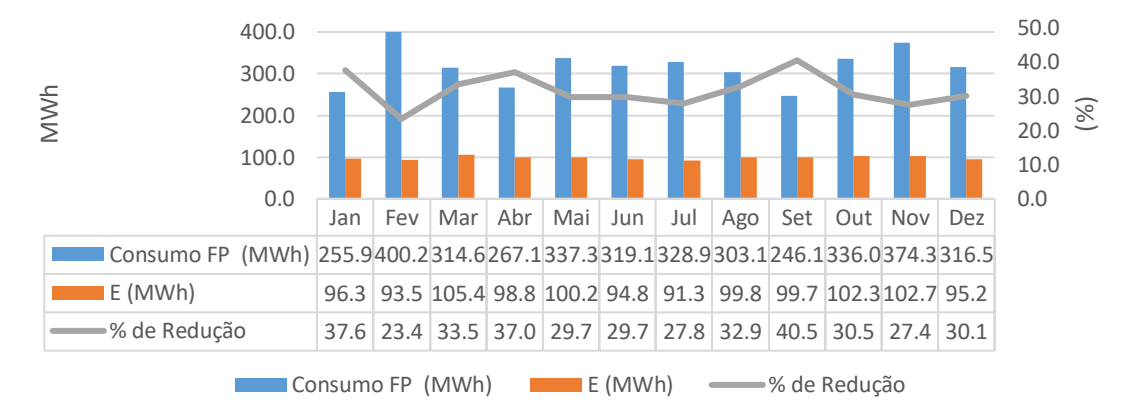


Figura 6 – Energia consumida Fora de Ponta, geração solar e percentual de redução do consumo de energia elétrica

Conforme mostra a Figura 6, os maiores percentuais de redução aconteceram nos meses de janeiro (37,6%) e setembro (40,5%), e a média do percentual mensal de redução de algo em torno de 31,7%

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho avaliou a performance, através dos Índices de Mérito, das usinas solares fotovoltaicas instaladas em uma Universidade Federal localizada no semiárido potiguar. Por meio dos indicadores produtividade, taxa de desempenho e fator de capacidade, foi possível analisar que os sistemas solares instalados estão operando conforme esperado, e evidenciou a importância do monitoramento da geração solar, pois os problemas operacionais o quanto antes corrigidos, menos afetarão o desempenho dos sistemas.

Além disso, é possível também analisar que a cidade de Mossoró/RN apresenta grande potencial solar para implementação da tecnologia fotovoltaica, uma vez que o menor registro mensal de irradiação média, em um período de um ano de análise, foi de 5,09 kWh/m². Este estudo avaliou também o impacto da geração solar nas despesas com consumo de energia elétrica da Universidade, e, estimando que o consumo de 2019 seja semelhante ao de 2021, o percentual de redução seria de aproximadamente 31,7%.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. Disponível em <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> Acesso em 03 fev. 2022.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/siga> Acesso em 03 fev. 2022.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. REN 482/2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2022.

KORMAN, L. et al. Desenvolvimento de Mapas de Avaliação de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos em Diferentes Ângulos de Inclinação e Azimute. ASADES, v.18, p.04.01-04.08, 2014.

LIMA, L. C. DE A.; MORAIS, F. H. B. DE L. Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic System in Northeastern Brazil. Energy for Sustainable Developmente – Elsevier, v.37, p. 79-85, abr. 2017.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H. HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; NARANG, D.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICHTER, S. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. Photovolt. Spec. Conf. 2005. Conf. Rec. Thirty-firt IEEE, vol. 31, no. February, pp. 1601-1606, 2005.

RAMPINELLI, G. A.; PRUDENCIO, B. N. Monitoramento e Análise de índice de Mérito de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede na Europa e no Brasil. XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2020.

AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE GERAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS BRASILEIROS – ESTUDO DE CASO DE BOA VISTA (RR)

Michele Souza
Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

Tendo por objetivo avaliar o desempenho dos leilões de geração dos sistemas isolados, foi utilizado o leilão de Boa Vista (RR) como estudo de caso. Primeiro foram identificados os recursos energéticos disponíveis na região, em seguida foram realizadas simulações a fim de obter a configuração do parque gerador capaz de atender a demanda com menor custo e com menor emissão de CO_2, esse resultado foi então comparado com a contratação realizada via Leilão de 2019 de onde se concluiu que o leilão foi responsável por diversificar a matriz energética, mas não foi eficiente em mitigar os impactos ambientais. Foi ainda identificado que a interligação de Boa Vista ao sistema elétrico brasileiro ou ao venezuelano é a melhor opção para reduzir tanto os custos quanto as emissões.
Palavras-chave: Sistema Isolado; Boa Vista; Leilão.

ABSTRACT

This study aims to evaluate the energy auctions for Brazilian isolated systems, for that, Boa Vista in Roraima state, was used as a case study. Firstly, this paper examines the resources which can be used for energy generation, then the software HOMER was used to identify the best configuration of the power plants in order to reduce the cost of energy and decrease GHG emissions. Finally, the results were compared with the Boa Vista auction of 2019, after analysis, the study concluded that the auction achieved the goal to procure energy from different sources, but it did not minimize the emissions. Beyond that, it was also verified that connecting Boa Vista to the Brazil's main grid or to the Venezuela electrical grid are both better options to reduce energy costs and emissions.
Keywords: Isolated System; Boa Vista; Auctions.

1. INTRODUÇÃO

Com o histórico de instalar grandes usinas hidrelétricas em locais distantes dos centros consumidores, o Brasil desenvolveu uma vasta rede de transmissão. Porém, por questões técnicas ou econômicas, nem todos os consumidores estão conectados ao sistema de transmissão, nesses casos, toda a energia necessária deve ser gerada na própria localidade, essas áreas são conhecidas como sistemas isolados.

No Brasil, assim como em outras partes do mundo, os sistemas isolados estão localizados em áreas de difícil acesso e/ou sem viabilidade econômica para sua interligação, como a ilha de Fernando de Noronha, comunidades rurais no interior de Rondônia e comunidades localizadas em região de floresta na Amazônia – território indígena e/ou de preservação ambiental.

Tradicionalmente, o suprimento aos sistemas isolados é feito por usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis, isso se deve à sua capacidade de garantir segurança no suprimento, possibilidade de realizar modulação de carga e facilidade de operação. No entanto, a preocupação com as mudanças climáticas fez com que vários países investissem em tecnologias limpas para a geração de energia elétrica. Tentativa semelhante vem sendo realizada no Brasil por meio dos Leilões de Geração dos Sistemas Isolados.

Desta forma, o presente trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho dos leilões de geração dos sistemas isolados, no tocante à diversificação da matriz energética, à redução dos custos de geração e à redução das emissões, conforme apresentado com mais detalhes por SOUZA (2021). Para tanto, será utilizado o Leilão de Boa Vista como estudo de caso.

Por fim serão comparados os custos da geração local isolada com os custos de interligação de Boa Vista ao sistema elétrico Venezuelano e ao Sistema Interligado Nacional (SIN), busca-se com isso avaliar se mesmo com a utilização de recursos energéticos locais as interligações ainda se justificam.

2. SISTEMA ISOLADO DE BOA VISTA – VISÃO GERAL

O sistema isolado brasileiro (SI) é composto por 249 localidades espalhadas pela região norte, por uma localidade no interior do Mato Grosso e pela Ilha de Fernando de Noronha, totalizando 251 localidades (EPE, 2022). O SI é responsável pelo atendimento a aproximadamente 3 milhões de pessoas, com demanda de energia estimada em 485MWmed para 2023, sendo 61% dessa geração será realizada a partir de usinas termelétricas a óleo diesel.

A logística de transporte do combustível para os sistemas isolados é complexa, sendo necessário cruzar longas distâncias em estradas em mau estado de conservação ou por rios nem sempre navegáveis. Essas questões somadas à ausência de economia de escala são refletidas no preço do combustível e resultam em custo de geração que podem superar R$ 2.000/MWh[1], enquanto o custo médio de geração no SIN, para o ambiente de contratação regulada – ACRmed, é de R$ 274,01/MWh[2].

A fim de compensar essa diferença, a Lei n.º 12.111/2009 estabelece que a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) reembolse o montante igual à diferença entre o custo total de geração de energia elétrica nos sistemas isolados e a valoração dessa mesma quantidade de energia no ACRmed. Para 2022, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) estima que será necessário desembolsar quantia superior a R$ 11,9 bilhões[3] a fim de arcar com os custos de geração nos sistemas isolados, sendo Roraima responsável por cerca de 15% desse valor.

Boa Vista é a única capital brasileira que pertence ao Sistema Isolado, para suprir sua demanda, em 2001 ela foi conectada ao sistema elétrico venezuelano pela Linha de Transmissão 230 kV Santa Elena – Boa Vista, com contrato de suprimento por 20 anos (DOMINGUES, 2003 e EPE e ONS, 2017).

[1] Leilão do Acre n.º 10/2015. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Leilao_10-2015_Resultado.pdf. Acesso em: 26 de maio de 2022.
[2] Despacho ANEEL n.º 3.104/2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20213104ti.pdf. Acesso em: 26 de maio de 2022.
[3] Resolução Homologatória ANEEL n.º 3.034/2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223034ti.pdf. Acesso em: 26 de maio de 2022.

Esta conexão originalmente possuía capacidade de 200 MW com energia proveniente das hidrelétricas do rio Caroni, dentre elas a UHE Guri e se tornou a principal forma de suprimento à Boa Vista, sendo essa geração complementada por usinas termelétricas a diesel instaladas na capital roraimense.

A interligação de Boa Vista a Manaus previa a travessia do território indígena Waimiri Atroari, essa condição se transformou num empecilho para a obtenção da licença de instalação, resultando, em 2016, na suspensão da licença prévia. Sem a interligação ao SIN, a conexão com a Venezuela se consagrou como a principal forma de suprimento à região metropolitana de Roraima.

Nos últimos anos a Venezuela enfrentou grave crise, o que foi responsável por afetar a manutenção da LT Santa Elena – Boa Vista, sem a manutenção adequada os desligamentos dessa interligação passaram a ser frequentes. O fornecimento de energia pela Venezuela foi totalmente suspenso em 2019 quando o suprimento de energia passou a ser realizado integralmente pelas usinas instaladas no sistema Boa Vista. Se por um lado essa condição eliminou os constantes blecautes que ocorriam em Roraima, por outro elevou o custo de geração e as emissões de CO_2.

Como solução, foi realizado pela ANEEL o Leilão de Geração n° 001/2019 para suprimento a Boa Vista e demais localidades a ela conectadas, cujas soluções de suprimento contratadas têm concessão de geração por até 15 anos e entrada em operação comercial em 2022.

3. AVALIAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS LOCAIS

O Brasil é um país rico em recursos energéticos, 87% da capacidade instalada do SIN é composta por usinas que utilizam recursos renováveis (MME e EPE, 2022). Contudo, essa não é a realidade dos sistemas isolados, onde impera a geração a partir do óleo diesel.

Durante a análise foi avaliada a viabilidade de geração de energia a partir de vários recursos, sendo eles: casca de arroz; biomassa e etanol de cana-de-

açúcar; biomassa e etanol de mandioca; etanol de milho; biodiesel de soja; biodiesel de palma; biodiesel de origem animal; biomassa de resíduo de serraria; biomassa de floresta energética; resíduo sólido urbano; lodo de esgoto; eólica; e solar.

A tabela abaixo apresenta a capacidade das usinas que podem ser instaladas para gerar energia a partir de cada um dos recursos avaliados.

Tabela 1 – Avaliação dos recursos disponíveis e estimativa da capacidade de geração a partir de recursos energéticos disponíveis na região de Boa Vista

Tipo	Capacidade (MW)	Foi considerado no Estudo
Casca de Arroz	1,4	Não
Etanol de Cana-de-Açúcar	-	Não
Bagaço de Cana-de-Açúcar	-	Não
Biomassa de Mandioca	0,6	Não
Etanol de Mandioca	1,0	Não
Etanol de Milho	-	Não
Biodiesel de Soja	9,0	Sim
Biodiesel de Palma	6,0	Sim
Biocombustível de origem animal[4]	1,0	Sim
Resíduo de serraria	4,0	Sim
Cavaco proveniente de floresta energética	38,0	Sim
Eólica	-	Não
Solar[5]	60,0	Sim
Lodo de Esgoto e RSU	-	Não

4. METODOLOGIA E DADOS DE ENTRADA

A análise de otimização dos recursos energéticos para a geração de energia elétrica em sistemas híbridos não é simples, sendo necessário utilização de ferramenta que possibilite a análise de diversas configurações simultaneamente.

SINHA e CHANDEL (2014) analisaram 19 softwares de simulação de energia para a otimização da geração em sistemas híbridos. Em seu estudo os

[4] O biodiesel de origem animal deve ser misturado ao biodiesel de origem vegetal para que possa ser utilizado como combustível em motores.
[5] Valor máximo considerando a capacidade de escoamento dos pontos de conexão.

softwares foram elencados seguindo critérios como: (i) os que são capazes de realizar análise técnica e econômica; (ii) os que permitem a inclusão de informações sobre recursos renováveis; (iii) os que permitem a inclusão de sistemas de armazenamento; e (iv) os que permitem a simulação de usinas de diferentes tipos - solar fotovoltaica, eólica, biomassa, hidrelétricas e termelétricas a combustível fóssil.

Dos softwares analisados, o Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER), desenvolvido pela National Renewable Eneregy Laboratory (NREL), foi o que se mostrou mais completo, sendo considerado ideal para as simulações envolvendo o sistema isolado brasileiro.

4.1 Dados de Entrada

Além de uma boa ferramenta de análise, para que o resultado da simulação seja próximo ao que se espera observar na vida real, é importante que sejam especificados adequadamente os detalhes técnicos de cada gerador, bem como o valor da carga e os recursos energéticos.

4.1.1 – Curva de Carga

Ao planejar o atendimento a um sistema isolado, uma das primeiras coisas que se deve obter é a previsão de crescimento do mercado consumidor desta localidade. A EPE publica todo ano o Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas isolados, de onde é possível obter as informações das localidades.

A simulação utilizou a curva de carga observada em 2019, ano pré-pandêmico, para projetar a carga do ano 2023.

4.1.2 – Recurso Energético Solar

O Atlas solarimétrico (PEREIRA *et al*., 2017) apresenta valor de GHI variando de 4,25 a 5,50 kWh/m².dia em Roraima, porém no mesmo não constam os valores horários ao longo do ano. O HOMER apresenta conexão com a base

da NASA, possibilitando a utilização desses valores pelo usuário, para Boa Vista o valor de GHI anual médio é de 5,0 kWh/m².dia, bem próximo ao valor estimado pelo Atlas. Assim, para o recurso solar foram utilizadas as informações que constam na base de dados do HOMER.

4.1.3 – Informações Técnicas e Econômicas

A simulação exige que sejam apresentados tanto os dados técnicos das unidades geradoras, como capacidade, consumo específico e rendimento; quanto os dados econômicos, como o valor de CAPEX, OPEX e o custo dos combustíveis.

A Tabela 2 indica os dados de entrada que foram utilizados no HOMER. Devido à variação dos custos dos combustíveis, foi realizado análise de sensibilidade a fim de verificar como a alteração no preço dos combustíveis pode impactar o resultado do estudo.

Tabela 2 – Dados de Entrada - HOMER

Tipo	Capacidade MW	Investimento*		O&M*		Custo Combustível	Sensibilidade
		R$/kW	R$/kWh	R$/MWh	R$/MWh/ ano	R$/kg ou R$/litro	Custo Combustível
Cavaco de Madeira - Serraria	4	5.000	-	100	-	0,073[6],	+5%
Cavaco de Madeira - Tora	38	5.000	-	100	-	0,346[6],	+5%
Biodiesel – Soja + Gordura	2.5 / 5 / 7.5 / 10	4.000	-	50	-	4,119[7]	+4% e +10%[8]
Biodiesel - Palma	2 / 3 / 6	4.000	-	50	-	4,119[7]	-20% / +4% / +10%[9]

[6] Disponível em https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pevs/quadros/brasil/2020. Acesso em 22 de fevereiro de 2022.
[7] Disponível em http://www.anp.gov.br/distribuicao-e-revenda/leiloes-de-biodiesel/leiloes-de-biodiesel-interna?view=default. Acesso em 22 de fevereiro de 2022.
[8] Para a análise de sensibilidade do preço do biodiesel foi considerado aumento de 4%, correspondente à variação média dos resultados dos leilões com entrega prevista entre janeiro/2019 e junho/2021 e 10% referente à variação nos preços dos leilões com entrega para 2020.
[9] Para o biodiesel de palma, como a produção do óleo ocorre integralmente em fazenda na região, o que elimina a necessidade de transporte desse combustível, foi considerado redução de 20% no seu preço em relação ao preço de leilão.

Tipo	Capacidade MW	Investimento*		O&M*		Custo Combustível	Sensibilidade
		R$/kW	R$/kWh	R$/MWh	R$/MWh/ ano	R$/kg ou R$/litro	Custo Combustível
Diesel	150 / 175 / 200 / 250	0 / 4.000	-	50	-	3,064[10]	+0,5% e +5%[11]
UFV	20 / 40 / 60	8.000	-	-	50.000	-	-
Baterias	2 / 4 / 8 / 12 (4 horas)	-	2.100[12]	-	-	-	-
PCH[13]	10	-	-	-	50.000	-	-

* Valor referente a dezembro/2020

5. SIMULAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

A simulação de otimização revelou que as configurações com o menor custo são ocupadas pela usina solar fotovoltaica, sempre com a maior potência disponível (60 MW); pela geração a biomassa de madeira (totalizando 42MW); pela usina a diesel (de 150 MW) e pela PCH (10 MW). Nota-se que as usinas a biodiesel e o sistema de armazenamento se complementam, sem as usinas a biodiesel e sem o sistema de armazenamento o que se observa é o aumento da potência da usina a óleo diesel, passando de 150 MW para 175 MW.

Em relação à análise de sensibilidade foi verificado que, devido à alta demanda de óleo diesel, a variação do preço desse combustível impacta diretamente o custo da energia, o mesmo não é observado com os demais combustíveis, contudo, quando considerado o menor valor para o biodiesel de palma (redução de 20%) esse é responsável por reduzir a produção de energia elétrica a partir dos outros biocombustíveis.

Substituir o parque gerador existente por máquinas novas, obviamente, aumenta o custo de investimento e este é refletido no preço da energia, que se

[10] Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/precos-de-produtores-e-importadores-de-derivados-de-petroleo. Acesso em: 22 de fevereiro de 2022.
[11] Para o diesel foi considerada a variação média mensal verificada para o período de janeiro/2013 a dezembro/2020, igual a 0,5%; e a variação para o período de novembro/2020 a março/2021 de 5%.
[12] Disponível em: https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>. Acesso em 17 de fevereiro de 2022.
[13] PCH Alto Jatapu já encontra-se em operação.

eleva em 8%. Assim, incluir a obrigatoriedade da substituição do parque gerador diesel em uma localidade isolada, quando da contratação de um Produtor Independente de Energia (PIE) pode reduzir os benefícios dessa contratação.

Levando em consideração o resultado obtido com a simulação de otimização, conclui-se que a configuração ótima do parque gerador deve incluir UTE a biomassa de madeira (totalizando 42MW), UTE a biodiesel de palma (6MW), UTE a diesel (150 MW), UFV (totalizando 60MW) e a PCH (10 MW). Essa configuração tem potencial para reduzir em até 19% o custo de energia e em até 38% o valor das emissões, quando comparada com a geração puramente diesel e com a PCH.

Esse resultado mostra a importância da contratação de geração que utilize recursos renováveis nos sistemas isolados, isto é, os leilões devem buscar formas de incentivar a substituição da geração a diesel, podendo até mesmo realizar leilões específicos para fontes renováveis.

5.1 Análise do Resultado do Leilão de Boa Vista de 2019

O Leilão para suprimento a Boa Vista obteve como resultado[14] a contratação de uma usina a diesel, quatro usinas a cavaco de madeira, três usinas a biodiesel e biomassa e uma usina a gás natural. Observa-se que as usinas do leilão são semelhantes à configuração de otimização obtida com a simulação, com exceção do gás natural, uma vez que esse é proveniente do estado do Amazonas.

O leilão de Boa Vista foi projetado para ser realizado em duas etapas, Portaria MME n.º 512/2018, na primeira etapa, cujo resultado é mostrado acima, foi contratado o produto potência, sendo esse desenhado para garantir modulação de carga e flexibilidade de operação ao sistema, representado basicamente por termelétricas. A segunda etapa foi desenhada para permitir a contratação de recursos renováveis e foi chamada de produto energia, porém

[14] Disponível em: https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado. Acesso em: 26 de maio de 2022.

não houve a contratação na segunda etapa, o que frustrou muitos empreendedores e impossibilitou maior diversificação dos recursos contratados.

Levando em consideração o cenário atual de alta da inflação, e sabendo que o custo fixo das soluções de suprimento contratadas no leilão será reajustado pelo IPCA, o custo da energia tende a se distanciar do valor obtido em simulação, apresentando alta de 12% em relação ao valor da configuração ótima. Tal resultado sinaliza que pode ser necessário rever os índices de reajuste das parcelas do preço dos leilões.

5.2 Comparação Geração Isolada x Interligação

Além dos custos de geração isolada local, para o sistema Boa Vista também cabe avaliar os custos da interligação dessa localidade ao SIN e a aquisição de energia a partir da interligação já existente com a Venezuela.

5.2.1 – Interligação com a Venezuela

Por ser proveniente de fonte hídrica, o contrato com a Venezuela garantia suprimento de energia a baixo custo, com valor quatro vezes inferior ao obtido como melhor resultado da simulação.

Isso indica que, apesar do momento político não ser favorável, a manutenção da interligação de Boa Vista com a Venezuela pode ser uma decisão estratégica para garantir aquisição de energia a um custo menor do que o obtido com a geração local.

5.2.2 – Interligação com o SIN

A fim de dar continuidade às obras de interligação de Manaus a Boa Vista foi objeto do leilão de transmissão ANEEL n.º 004/2011 – Lote A, em Audiência Pública realizada pela comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, em abril de 202, a Transmissora solicitou reequilíbrio financeiro indicando que os custos do investimento subiram para R$ 2,60 bilhões desde a sua licitação. Esse valor representa apenas 40% do valor esperado com a geração para os próximos 5 anos a partir da contratação realizada via leilão.

Salienta-se que a partir dessa interligação, o sistema Boa Vista passaria a adquirir energia proveniente do SIN, cujo relatório n.º EPE-DEE-NT-082/2020, anexo ao PDE 2030 estima valor médio da energia no SIN - para o período de 2026 a 2030 - de R$ 187,47/MWh, valor quatro vezes inferior ao obtido com a simulação.

De onde conclui-se que a interligação, seja com a Venezuela ou com o SIN é a melhor maneira de reduzir os custos de aquisição de energia elétrica em Boa Vista.

6. CONCLUSÕES

Comparando o resultado da simulação com a contratação realizada via Leilão dos Sistemas Isolados de 2019, foi verificado que, em termos de custo da energia, o leilão tende a se aproximar do resultado obtido para a “solução ótima” da simulação. Contudo, diante do atual cenário de alta na inflação, o custo de geração cresce superando não só o valor obtido para a “solução ótima”, mas também o custo de geração da solução atualmente em operação, ou seja, a alta na inflação faz com que o resultado do leilão se afaste de seu objetivo.

Isso sugere a importância de rever o modelo de contratação atual, de forma a evitar que o proponente aloque maior parte do seu preço, de forma irreal, na parcela fixa, reduzindo o risco do negócio, sem que isso se reflita em benefício para o consumidor.

Os leilões nos sistemas isolados precisam ser remodelados a fim de aumentar a penetração de usinas renováveis e, consequentemente, reduzir as emissões de CO_2, incluindo as emissões relacionadas ao transporte de combustível para as localidades, para tanto, pode-se utilizar a contratação via produto energia, como havia sido pensado para o Leilão de Boa Vista de 2019, ou até mesmo realizar leilões específicos para a contratação de energia renovável nos sistemas isolados.

Como ponto positivo, destaca-se que o leilão possibilitou a diversificação da matriz energética de Boa Vista.

Outro resultado importante diz respeito às interligações, uma vez que essas tendem a otimizar o uso dos recursos energéticos, colaboram para a redução dos custos e podem reduzir as emissões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DOMINGUES, P.; 2003. A Interconexão Elétrica dos Sistema Isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional. Dissertação de M.Sc., UFSC, Florianópolis.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética; ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; 2017. Definição das características elétricas para o leilão de suprimento a Roraima, n° EPE-DEE-NT- 073/2017 e ONS NT 0143/2017. Rio de Janeiro.

EPE – Empresa de Pesquisa Elétrico; 2022. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-652/EPE-NT-Planejamento%20SI-Ciclo_2021_r2.pdf >. Acesso em: 22 maio 2022.

MME – Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética; 2022. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Brasília. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf> . Acesso em: 26 maio. 2022.

PEREIRA, E.; MARTINS, F.; GONÇALVES, A.; *et al*.; 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar - LABREN / CCST / INPE, 2ª ed., São José dos Campos, SP.

SINHA, S.; CHANDEL, S.; 2014. “Review of software tools for hybrid renewable energy systems”. Renewable and Sustainable Energy Review, n. 32, pp. 192-205.

SOUZA, M.; 2021. “Avaliação dos Leilões de Energia para Sistemas Isolados Brasileiros. O caso de Boa Vista (RR)”. UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro.

AVALIAÇÃO E APLICAÇÃO DO CONCEITO DE CROWDWORKING NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Diogo Baldissin[1]; Marcelo Pelegrini[1]; Juan Carlo Mendes[1]

[1]*Instituto Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações – iAPTEL*

RESUMO

Com a disseminação do uso da Internet, o trabalho foi afetado pelas novas tecnologias, alterando drasticamente a forma como as pessoas desempenham suas atividades laborais, com vários efeitos significativos nos mais diversos setores da sociedade. Este trabalho apresenta resultados parciais do projeto “PD-00390-1090 - Aplicação e Avaliação do conceito de Crowdworking no Setor de Distribuição de Energia Elétrica” que teve objetivo de experimentar e modelar o conceito de Crowdworking para o setor de distribuição de energia elétrica, a partir de piloto na área de concessão da Enel São Paulo, em São Paulo, SP.

Palavras-chave: Crowdworking; Economia Compartilhada; Aplicativo; Leitura de Medidor; Oportunidades.

ABSTRACT

With the spread of internet use, labor has been affected by new technologies, drastically changing the way people perform their work activities, with various significant effects in the most diverse sectors of society. This paper presents partial results of the project "PD-00390-1090 - Application and Evaluation of the concept of Crowdworking in the Electric Power Distribution Sector" aimed to experiment and model the concept of Crowdworking for the electricity distribution sector. The projects consist conducting a pilot in the concession area of Enel in São Paulo to evaluate impacts and behaviors.

Keywords: Crowdworking; Shared Economy; Economy App; Meter Reading; Opportunities.

1. INTRODUÇÃO

Uma das maiores transformações no mundo laboral na última década têm sido as emergentes plataformas de trabalho online digital. Essa nova forma de trabalho não só perturbou os modelos de negócios existentes, mas também os modelos de emprego nos quais esses modelos de negócio se baseavam (BERG et al., 2018). Enquanto muitas plataformas de economia do compartilhamento começaram nos Estados Unidos, o compartilhamento se tornou um fenômeno global, tanto por conta da expansão de plataformas para outros países, quanto porque a ideia de compartilhar foi recepcionada ao redor do mundo (SCHOR, 2011).

O conceito de economias do compartilhamento é abrangente o suficiente para incluir sistemas de utilização de recursos ociosos para consumo, como a comunidade Airbnb (dedicada à exploração comercial de quartos vazios e apartamentos para viajantes de todo o mundo), bem como incluir sistemas de compartilhamento de bens para produção colaborativa, como a Wikipédia (dedicada à construção da maior enciclopédia aberta do mundo). O que há em comum nesses sistemas de consumo e produção é a existência de uma arquitetura de conexão de sujeitos pela Internet e a superação de modelos tradicionais de negócio e trabalho, caracterizados por verticalização e estruturas organizacionais rígidas (ZANATTA, 2017).

Criar uma definição para Crowdworking, também chamado de Economia do Compartilhamento, é desafiador, dada a enorme diversidade dentre as atividades praticadas no seu contexto e limites de relação entre participantes (KITTUR, 2013). Neste projeto, definiu-se Crowdworking como atividades que envolvem a realização de tarefas por meio de plataformas online que colocam em contato diversas organizações e indivíduos com outras organizações e indivíduos por meio da Internet, permitindo a aproximação entre consumidores e trabalhadores de todos o mundo.

Desde 2005, o Amazon Mechanical Turk disponibiliza tarefas que computadores não eram capazes de realizar para que crowdworkers recebessem micro recompensas para solucionar problemas de análise de dados,

respostas às pesquisas e moderação de conteúdo (HOWCROFT, BERVALL-KAREBORN, 2019). A partir desta experiência, o conceito de Crowdworking se disseminou por diferentes segmentos econômicos.

No setor privado, pode-se notar inúmeras empresas que utilizam o modelo de economia de compartilhamento. Entretanto, não se observaram exemplos de aplicações no Setor Elétrico. Neste contexto, este projeto visou investigar a aplicação do conceito de Economia Compartilhada (Crowdworking) no segmento de Distribuição de energia elétrica, incluindo desenho de modelo, desenvolvimento de plataforma computacional, aplicações práticas e avaliação de impactos técnicos e econômicos.

2. APLICAÇÃO DE CROWDWORKING

Motivou-se o desenvolvimento deste projeto pela busca por respostas, a partir de demonstrações práticas e avaliações que visaram investigar se tarefas mínimas presentes na atividade setorial podem ser realizadas por profissionais sob demanda a custo módico, sem a perda de qualidade exigida pela sociedade.

A construção da abordagem do projeto foi iniciada a partir de estudos internos da ENEL quanto a possibilidade de aplicação do conceito de Crowdworking em suas atividades, visando estreitar custos com atividades de baixa criticidade e periculosidade por meio da Economia Colaborativa, como leitura de medidores e desligamento de clientes.

Inicialmente, foram mapeados um escopo de 25 (vinte e cinco) serviços que poderiam ser associados a uma Plataforma de Crowdworking, de forma a trazerem possíveis benefícios ao setor elétrico.

2.1 Modelo de Crowdworking

O Modelo de Crowdworking descreve aspectos como regras econômicas, relacionamento entre Crowdsourcer e Worker, grau de centralização, grau de controle sobre atividades, equilíbrio de ganho entre as partes, forma de governança da plataforma, estratégia de comunicação, riscos técnicos, operacionais e jurídicos são avaliados a partir do desenvolvimento de

um teste piloto com disponibilização de serviços para Workers selecionados por um período de dois meses.

O conceito aplicado neste trabalho foi baseado na visão de Kittur et al. (2013), onde os autores desenham o processo atual de Crowdworking como um mercado que pode ser visualizado como um sistema distribuído computacional no qual cada pessoa é análoga a um processador que pode resolver uma tarefa que necessite de inteligência humana para sua realização. Conforme apresentado na **Error! Reference source not found.**, cada atividade que necessita a realização por um ser humano é unida a um Worker via um aplicativo para dispositivos móveis. Como saída deste processo, há a realização da tarefa e a recompensa para o trabalhador.

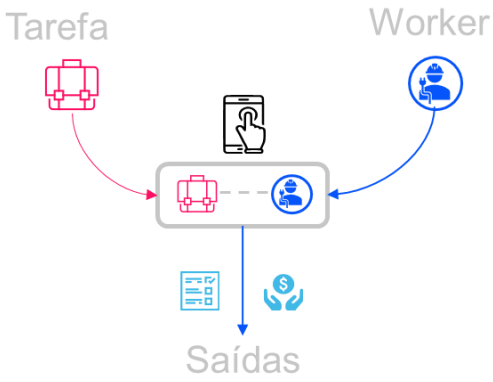


Figura 1 – Conceito de Crowdworking

A complexidade da aplicação do modelo de Crowdworking está na definição de papéis associados a cada parte interessada. Howcroft e Begvall-Kareborn (2019) utilizam está relação para tipificar formas de Crowdworking. Com base nesta visão, a tipologia aplicada no projeto seria a chamada “Serviços baseados em Ativos” ou hiper-terceirização, ou seja, atividades baseadas em ativos que são remuneradas e a oferta é realizada pelo trabalhador. Normalmente demandam o uso de ativos físicos como bicicletas, veículos, salas disponíveis, etc. Entretanto, há um aspecto diferente quando tratado o modelo da concessionária, pois plataforma de Crowdworking desta tipologia tem suas

tarefas solicitadas pelo cliente final, o que não reflete o cenário enfrentado pelas empresas de energia que possuem atividades de rotina que em muitos casos não envolvem interação com clientes.

Esta realidade foi identificada no projeto de forma a criar a demanda por desenhos de procedimentos diferentes para a realização de atividades, conforme mostrado pela **Error! Reference source not found.**. O fator de existência de interação com o cliente, em sua maioria, pela prestação de serviços por solicitação do cliente, encerra uma mudança de responsabilidade na validação da atividade. Aprovação que leva ao envio de recompensa para o Worker.

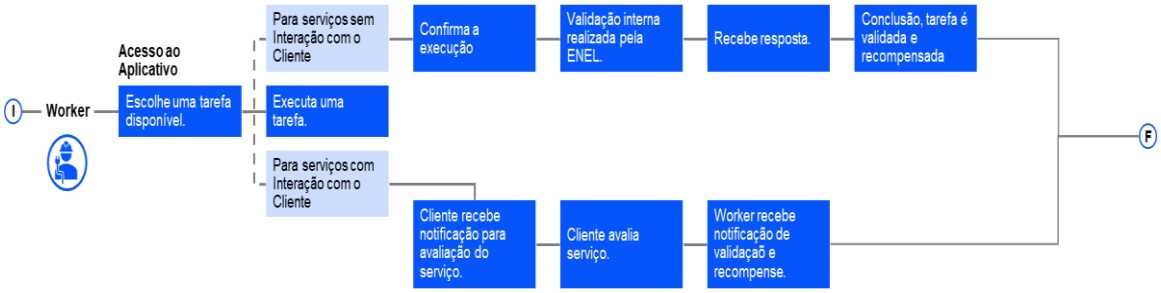


Figura 2 – Execução de Tarefas.

O conceito de Crowdworking parece simples à primeira vista, se considerada somente a visão apresenta anteriormente na **Error! Reference source not found.**. Entretanto, ele apresenta uma série de características que devem ser definidas à priori das definições tecnológicas. Em especial, por lidar com relacionamento entre pessoas, o estabelecimento de regras e responsabilidades é a base para o desenho do modelo.

Visando apresentar o modelo do projeto, foram descritas suas características com base na proposta de construtores de Shafiei Gol et al. (2019) listando aspectos relevantes do conceito de Crowdworking como referência para o Setor Elétrico. Esta apresentação é feita na Tabela 1, onde são listadas características, definições e a abordagem adotada no P&D.

Tabela 1 – Características do Modelo de Crowdworking

Construtores	**Definição**	**Abordagem**
Eficácia da Governança	O grau no qual o controle e a coordenação de recursos e atividades na plataforma auxiliam no alcance do objetivo desejado.	Controle total pelo Crowdsourcer.
Eficiência do Sistema de Coordenação	O grau em que a plataforma gerencia as dependências entre as atividades relacionadas ao trabalho dentro da plataforma.	As atividades disponibilizadas são independentes. São feitas do início ao fim pelo Worker.
Controle de Qualidade	Os esquemas de avaliação que permitem avaliar o grau em que os trabalhos realizados estão em conformidade com os requisitos solicitados.	Análise manual por amostragem.
Sistema de Reputação do Workers	A eficácia do sistema de reputação e o grau em que ele estimula os trabalhadores a terem bons desempenhos e obedecer ao código de conduta.	Criação de uma metodologia e esquema de SCORE para avaliação do desempenho e engajamento de Workers.
Prestação de Contas do Provedores de Tarefas	O grau de responsabilidade do solicitante do trabalho.	Nos cenários de interação com cliente, este deve confirmar a execução da tarefa. Quanto a relação com o Worker, este tem acesso a comprovante das recompensas.
Gestão de Incentivos	O grau em que a plataforma gerencia desempenho e recompensa para os trabalhadores.	A princípio não foram adotados bônus adicionais ao Workers na fase de piloto, mas foi estudada estratégia de adição de pontuações para a criação de recompensas externas, como por exemplo, vale-presente em lojas.

Qualidade do Trabalho	O grau em que a tarefa realizada atende as especificações.	Para cada atividade existe uma métrica de avaliação. Por exemplo, para leitura do medidor, o leitor do relógio deve estar visível na foto.
Custo do Trabalho	A compensação financeira paga pelo solicitante ao crowdworker em troca da realização da tarefa.	Existe a proposta de um valor fixo para cada tarefa.
Duração das Tarefas	O tempo que leva para que a tarefa seja realizada.	Não foi especificado tempo de duração da tarefa. Existe um tempo de disponibilização da tarefa. Esta é disponibilizada somente por um período de 24 horas, visando atender os requisitos de qualidade para tempo de atendimento do cliente.
Escalabilidade da Força de Trabalho	A capacidade da plataforma se adaptar a flutuação de demanda.	Controle da quantidade de Workers na plataforma, a partir de seleção e capacitação, para garantia do equilíbrio de força de trabalho necessária e atividades disponibilizadas.
Reputação do Provedor das Tarefas	A avaliação do solicitante.	Não foi necessário, pois há somente um solicitante (Crowdsourcer).
Grau de Centralização	O grau de centralização do controle e coordenação sobre o processo.	Centralizado no Crowdsourcer
Grau de Roteirização	A medida na qual as tarefas podem ser realizadas de forma repetitiva seguindo um roteiro específico e requer mais ou menos criatividade.	A tarefas repetitivas sendo realizadas sempre da mesma forma.

2.2 Plataforma de Crowdworking

A Plataforma de Crowdworking é um conjunto de componentes de software que conecta o indivíduo interessado em realizar as atividades com o fornecedor que necessita da prestação do serviço. Ela possui dois componentes essenciais: o aplicativo móvel e a arquitetura de integração entre sistemas que permite que as regras de negócio da plataforma sejam aplicadas.

O aplicativo é a forma de contato do usuário (Worker) com as atividades e com as recompensas pela realização do seu trabalho. Este desenvolvimento encaminha as solicitações do usuário para o sistema (BackEnd) e apresenta os resultados de cada ação. O BackEnd da plataforma, garante a aplicação das regras de negócio como disponibilização dos serviços, a confirmação de sua realização e o recebimento das recompensas, dentre outras ações inerentes a Economia Colaborativa.

A Figura 3 é apresenta a interface do usuário para interação com a plataforma, visando a escolha de uma tarefa, o processo de leitura, envio de foto e conclusão de atividade.

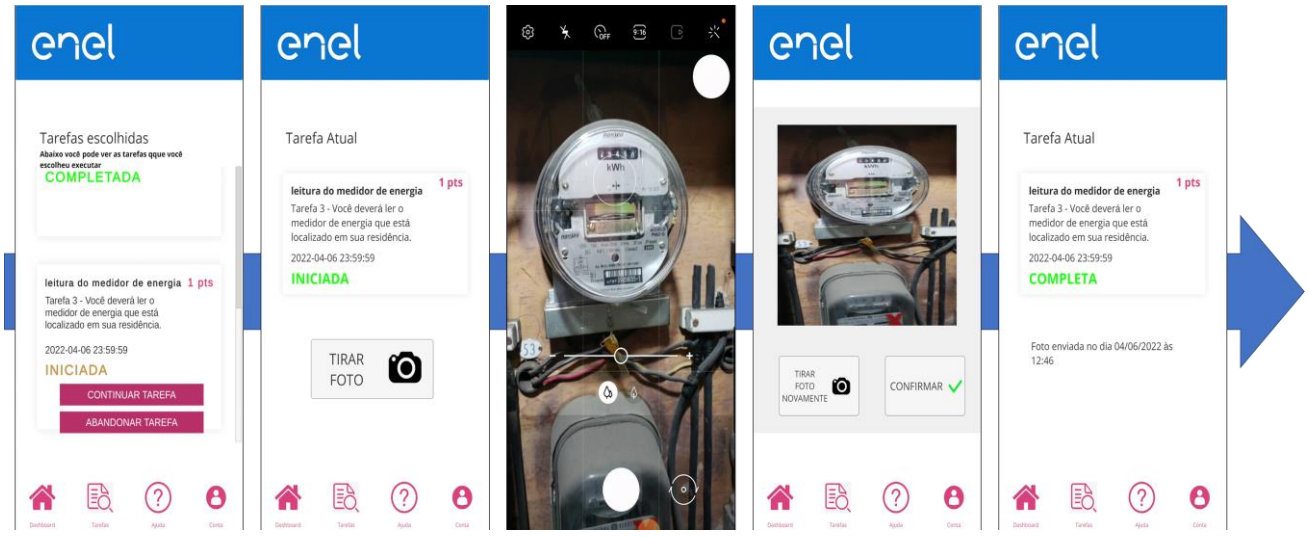


Figura 3 – Plataforma de Crowdworking

3. METODOLOGIA E TESTE PILOTO

O teste piloto do projeto foi desenhado para atender os requisitos de avaliação do conceito de Crowdworking. A partir de recrutamento, 10 usuários voluntários receberam tarefas únicas ao longo de um período de 8 semanas para conclui-las e receber recompensas pela sua realização.

A quantidade de tarefas foi definida previamente, assim como o seu calendário. Tarefas foram disponibilizadas por um período de 24 horas. Após este período, a tarefa é considerada não concluída. O objetivo da Plataforma de Crowdworking é que a tarefa seja executada nesse período. Em caso negativo, a tarefa retorna a lista de tarefas executadas pelas empreiteiras contratadas pela Enel. Esta regra é necessária para garantir que não haja transgressão de prazos de atendimento de serviços, especialmente, aqueles solicitados por clientes.

O tipo de tarefa selecionada para o teste de funcionalidade foi o de realizar uma leitura do medidor de energia. A leitura é feita por meio uma foto tirada pela Plataforma de Crowdworking que é avaliada posteriormente pela equipe do projeto, para atestar a qualidade do resultado. Os valores da leitura devem estar legíveis. Dentro do contexto do projeto, esta atividade foi escolhida por ser considerada a atividade com menor interação ou proximidade com a rede, sendo considerada segura para usuários com treinamento básico para desempenho da atividade.

A duração do piloto foi de 8 semanas. Para o seu cronograma de execução foi empregada uma duração de 10 semanas, sendo a primeira semana para onboarding dos Workers e treinamento dos voluntários no piloto e uma ao final para encerramento das atividades do piloto.

O piloto se iniciou na primeira semana que teve objetivo de terminar a organização da execução do teste ao preparar os usuários para o recebimento de tarefas na primeira semana da parte 1 do Experimento (S1). Entre o final da semana 4 e o início da semana 5 foi realizado um experimento de engajamento para avaliar o impacto de incentivo aos usuários. Na nona semana foi realizado o encerramento do piloto com o desligamento dos participantes.

A distribuição das tarefas ao longo da semana foi criada de forma a permitir análise de aspectos como frequência, quantidade executada em um mesmo dia e disponibilidade nos finais de semana, a fim de verificar se estas questões impactavam o interesse dos usuários.

Um dos grandes desafios na criação de uma comunidade de economia compartilhada é a manutenção de usuários ativos e engajados na realização dos serviços. Visando monitorar o comportamento dos usuários foi criada uma metodologia para atribuição de uma pontuação (SCORE) e classificação de cada worker. Esta Metodologia parte do cálculo de uma nota dada ao desempenho do usuário, denominada SCORE, utilizada para sua classificação e qualificação no programa. Conforme apresentado na Figura 4, ao utilizar o aplicativo e executar serviços ao longo da semana o usuário recebe diferentes pontuações.

Logar no APP por Semana	SCORE
5 dias	4
3 a 4 dias	3
1 a 2 dias	2
Nenhuma vez	1

Execução de Serviços	SCORE
10 Serviços	4
8 a 9 serviços	3
4 a 7 serviços	2
até 3 serviços	1

Aceitação de Serviços	SCORE
10 Serviços	4
8 a 9 serviços	3
4 a 7 serviços	2
até 3 serviços	1

Figura 4 – Cálculo de SCORE

Baseado na pontuação recebida, o usuário é classificado em 3 grupos:

- COLD: usuário com baixa produtividade e atuação na Plataforma;
- WARM: usuário com desempenho médio;
- HOT: usuário com desempenho alto, realiza praticamente todas as ações ofertadas pela plataforma.

A Figura 5 apresenta a pontuação para cada agrupamento.

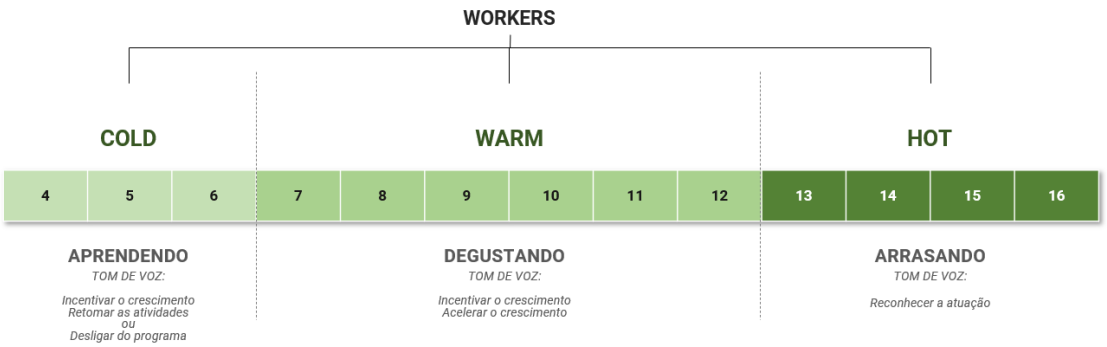


Figura 5 – Classificação de Workers

As interações com os usuários foram feitas de forma direta por aplicativo de mensagens aplicando-se mensagens padronizadas para cada grupo.

4. RESULTADOS

A partir dos testes realizados, foi possível identificar pontos relevantes para o desenho de programas de Crowdworking. Ao longo das oito semanas de teste houve uma redução de 23% na quantidade de tarefas realizadas pelo workers ao compararmos a primeira semana com a última de testes. Ao todo, durante todo o piloto, foram disponibilizadas 800 tarefas de leitura de medição, sendo cerca de 55% das tarefas realizadas. Em relação aos dias de execução, foi possível perceber que em fins de semana e feriados a conclusão de tarefas era significativamente inferior ao realizado em dias úteis.

Dos dez participantes, somente um teve sua pontuação média atribuída em padrão COLD, enquanto 50% se manteve em WARM a maior parte do teste e os demais quatro usuários em patamar HOT. Quanto ao teste de engajamento, foi possível perceber um crescimento de 29% após o recebimento de notificações para incentivo de realização de tarefas entre a quarta e a quinta semana. Após este período, a realização de tarefas voltou a cair estabilizando no patamar de 49%.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A aplicação do conceito de Crowdworking no Setor Elétrico é motivada pela possibilidade de redução de custos, aumento de qualidade e produtividade de atividades e da adequação do trabalho a novos modelos adotados em outros segmentos econômicos.

Os resultados de teste piloto demonstram a quantidade de atividades realizadas por cada trabalhador na plataforma, sua capacidade alcançar o objetivo proposto e sua necessidade de engajamento para manutenção de seu status como ativo no programa de Crowdworking. Estes resultados poderão servir de base para novos estudos e para desenho de programas específicos aplicado ao setor no Brasil.

Os autores agradecem o financiamento do projeto pela Enel dentro do programa de P&D Aneel, projeto PD-390-1090: Aplicação e Avaliação do conceito de crowdworking no setor de distribuição de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BERG, J.; FURRER, M., HARMON, E.; RANI, U.; SILBERMAN, M S. “Platforms and the future of work: Towards decent work in the online world, International Labour Office”, 2018.

SCHOR, J. “True Wealth: How and Why Millions of Americans Are Creating a Time-rich, Ecologically-light, Small-scale, High-satisfaction Economy. New York: The Penguin Press”, 2011.

ZANATTA, R. (2017). “Economias do compartilhamento: superando um problema conceitual.” Economias do Compartilhamento e o Direito. Curitiba: Juruá, 2011.

KITTUR, A.; NICKERSON, J. V.; BERNSTEIN, M.; GERBER, M; SHAW, A.; ZIMMERMAN, J.; LEASE, M.; HORTON, J. “The future of crowd work.” In Proceedings of the 2013 conference on Computer supported cooperative work (CSCW '13), 2013.

HOWCROFT, D.; BERGVALL-KAREBORN, B. “A Typology of Crowdwork Platforms: Work, Employment & Society”, 2019.

AVALIAÇÃO EMERGÉTICA PRELIMINAR DE USINAS SUCROALCOOLEIRAS DE PRIMEIRA E SEGUNDA GERAÇÃO

Hélio Van Kranenburg Júnior Kranenburg Júnior[1]; Eugênia Leandro Almeida[1]; Admilson Lopes Vieira[2]; Cid Marcos Gonçalves Andrade[1]

[1]Universidade Estadual de Maringá; [2]Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

A busca por combustíveis que possam substituir de forma renovável os fósseis trouxe a descoberta de muitas alternativas viáveis, sendo os biocombustíveis a opção mais promissora. A avaliação emergética como ferramenta para a avaliação da sustentabilidade, considera a qualidade da energia e a energia usada no passado, utilizando uma única unidade de medida (seJ) permitindo que todos os recursos sejam avaliados e comparados de uma forma justa. Este trabalho visa aplicar uma avaliação emergética preliminar comparando os processos de produção de etanol com cana de açúcar como matéria prima de primeira e segunda geração. Para a obtenção do resultado proposto dois cenários foram modelados, o primeiro uma destilaria autônoma de primeira geração e o segundo uma usina de segunda geração integrada ao processo de primeira. O sistema de primeira geração teve o ELR de 1,79, EYR de 1,74, ESI de 0,97, EIR de 1,36 e uma taxa de renovabilidade de 36%, já o caso 2 apresentou os valores de ELR de 1,88, EYR de 1,70, ESI de 0,90, EIR de 1,44 e uma taxa de renovabilidade de 35%. Esses índices mostram uma baixa taxa de renovabilidade para ambos os sistemas para serem considerados energias renováveis, com um melhor desempenho para a produção de primeira geração. Para o aprimoramento desta análise o aprofundamento na modelagem emergética de ambos os casos de produção se faz necessário.

Palavras-chave: Emergia; Sustentabilidade; Índices emergéticos; Etanol.

ABSTRACT

The search for renewable replacements for fossils fuels led to the discovery of many viable alternatives, with biofuels being the most promising option. The emergy evaluation as a tool for the assessment of sustainability, considers the quality of energy and energy used in the past, using a single unit of measurement (seJ) allowing all resources to be evaluated and compared in a fair way. This work aims to apply a preliminary emergy evaluation comparing the processes of ethanol production from sugarcane of first and second generation. To obtain the proposed result, two scenarios were modeled, scenario 1 was a first-generation autonomous distillery and scenario 2 a second-generation plant integrated to the first process. The first-generation system had an ELR of 1.79, EYR of 1.74, ESI of 0.97, EIR of 1.36 and a renewability rate of 36%, whereas case 2 presented ELR values of 1 .88, EYR of 1.70, ESI of 0.90, EIR of 1.44 and a renewability rate of 35%. These indices show a low renewability rate for both systems to be considered renewable energy, with a better performance for first generation production. To improve this analysis, it is necessary to deepen the emergy modeling of both productions systems.

Keywords: Emergy; Sustainability; Emergy indices; Ethanol.

1. INTRODUÇÃO

O interesse global na procura de alternativas renováveis para substituição de combustíveis fósseis se intensificou com os impactos na saúde provocados pela mudança climática mundial. (AMID et al., 2021)

Muitos combustíveis alternativos foram descobertos para substituir os fósseis. Com foco na redução dos gases causadores do efeito estuda (GHG), os biocombustíveis são a alternativa mais promissora. (ASHRAF et al., 2021) São classificados de acordo com suas especificações técnicas e uso, tipo de material base que são derivados e o processo envolvido na sua produção. Os principais biocombustíveis são o bioetanol, biodiesel e bio-metanol. (DE ALMEIDA; COLOMBO, 2021)

Bioetanol é classificado como sendo de primeira, segunda ou terceira geração, classificação que é baseada em qual material base ele é derivado e processo de manufatura empregado. (DE ALMEIDA; COLOMBO, 2021)

Usinas de primeira geração são as que utilizam um material base rico em carboidratos de consumo humano ou animal, como por exemplo a cana de açúcar, milho e trigo. A produção envolve a conversão de açucares em álcool. (MOHANTY; SWAIN, 2019)

Biocombustíveis de segunda geração, são produzidos de uma grande variedade de matéria-prima lignocelulósicas, incluindo plantas que não são voltadas para comida, como por exemplo, árvores, e materiais residuais (como resíduos de processamento de madeira e resíduos agrícolas). (JESWANI; CHILVERS; AZAPAGIC, 2020)

Os métodos de análise baseados em emergia, exergoeconomia, exergoambiental e exergoeconomicoambiental podem ajudar na tomada de decisão na seleção do método de produção mais sustentável para biocombustíveis. (AMID et al., 2021)

O método de avaliação emergética (EmA) é um método que leva em conta o impacto ambiental com base na energia, onde expressa todas as entradas do processo e saídas em equivalentes a energia solar. Emergia é então definido como a energia solar que é usada diretamente ou indiretamente para gerar um produto ou serviço. É a medida que unifica o consumo de materiais, energia e recursos sociais gastos para obtenção de produtos ou serviços. (XU et al., 2021)

EmA utiliza uma abordagem de ciclo de vida, mas utiliza uma menor quantidade de dados comparado com a avaliação de ciclo de vida tradicional (LCA). Como a EmA define todas as variáveis em uma única unidade é possível avaliar problemas de visão ambiental e econômica com a mesma análise. O que a torna uma boa opção para avaliações com foco na sustentabilidade. (AMARAL; MARTINS; GOUVEIA, 2016)

Por ser um método de avaliação a pouco tempo consolidado e com muitas pesquisas abertas sobre a sua aplicação a EmA foi aplicada a poucos

processos industriais, com estudos principalmente realizados na China. (AMARAL; MARTINS; GOUVEIA, 2016)

Este estudo visa realizar uma avaliação emergética preliminar para uma usina de produção de etanol de primeira e segunda geração, baseada em cana de açúcar, visando mostrar a sustentabilidade de cada processo comparando o resultado final entre eles.

2. MÉTODOS

O método de avaliação emergética (EmA) faz parte de uma teoria desenvolvida por Odum sobre o funcionamento de sistemas ecológicos. A teoria é focada na percepção da importância da qualidade da energia e da utilidade do uso de um único denominador comparando diferentes tipos de fluxos de energia. (ODUM, 1983)

Para compreender a emergia, é preciso definirmos alguns conceitos. Analisando 1 joule de energia solar, 1 joule de carvão e 1 joule de eletricidade, mesmo todos tendo a mesma quantidade de energia (1 joule) elas não possuem a mesma qualidade, pois o potencial que esses diferentes tipos de energia possuem são diferentes (LONDOÑO; SUÁREZ; IVÁN, 2014). A transformidade é então definida como a quantidade de energia direta ou indireta necessária para gerar uma unidade de energia. (YANG et al., 2011)

Emergia é definido como a energia previamente usada disponível, direta ou indiretamente, para produzir um produto ou serviço e é contabilizada utilizando uma única unidade de energia. (ODUM, 1996)

A avaliação emergética da produção de etanol e da sua cadeira de produção foi descrita por Odum. O primeiro passo é a preparação do diagrama do sistema, identificar e quantificar todos os fluxos de entrada e saída, analisar estes fluxos, realizar os cálculos dos índices emergéticos e interpretar os resultados obtidos (PEREIRA; ORTEGA, 2010).

2.1 Emergia e Sustentabilidade

A emergia separa as entradas em fontes renováveis (R), fontes não renováveis (N) e as entradas econômicas (F), as entradas R e N são provenientes do meio ambientes e podem ser consideradas sem custo econômico, já as econômicas F vem da compra de insumos, está pode ser dividida em materiais (M) serviços (S) e a soma total das saídas do sistema é dado por (Y). Temos então que a emergia é uma função do ambiente, da fonte energética, e da economia. Sendo a junção entre os aspectos econômicos (maior produtividade) com os fatores ambientais (impactos ambientais), tendo isso em mente foi definido indicadores emergéticos que fornecem ferramentas para tomada de decisão em termos de sustentabilidade (BROWN; RAUGEI; ULGIATI, 2012).

A tabela 1 (YANG et al., 2011) mostra os índices emergéticos, sua expressão e definição.

Tabela 1 – Índices emergéticos

Índice	Expressão	Definição
Enviroment Loadind Ratio (ELR)	$ELR = (N + F)/R$	Este indicador representa o índice de carga ambiental, que relaciona as entradas não renováveis (NR) mas os recursos importados (F) sobre as entradas renováveis (R).
Emergy Yield Ratio (EYR)	$EYR = \frac{(R + N + F)}{F}$	É o índice de performance da emergia, indica a relação entre o total de emergia das entradas sobre as fontes importadas.
Emergy Sustainable Index (ESI)	$ESI = EYR/ELR$	É o índice da sustentabilidade, indica a relação entre a performance da emergia e o índice de carga ambiental.
Emergy Investment Ratio (EIR)	$EIR = F/(R + N)$	É o índice emergético de investimento, é a relação entre as entradas importadas sobre a soma das fontes renováveis e não renováveis.
Taxa de renovabilidade (%R)	$\%R = \frac{R}{(R + N + F)}$	É a relação entre as entradas renováveis pela soma total da emergia do sistema.

2.2 Sistemas

Para a realização deste trabalho, foram utilizados 2 cenários baseados no artigo “Exergetic Analysis of the integrated first and second generation ethanol production from sugarcane” de Palacios-Bereche et.al. (2013). Onde usinas de produção de etanol de primeira e segunda geração foram modeladas e simuladas no software Aspen Plus®, utilizando dados extraídos da literatura e experimentais, como também dados reais coletados em usinas.

As plantas para ambos os casos possuem capacidade de produção de 2.000.000 toneladas de cana ao ano, com 4000 horas de operação ao ano. O caso 1 tem uma produção de etanol de 79 l/ton de cana e o caso 2 tem uma produção de etanol de 86,7l/ton de cana.

2.2.1 Caso 1

O caso 1 consiste em uma destilaria autônoma convencional de 1ª geração modelada com um sistema de cogeração composto por turbinas de contrapressão.

A figura 1 mostra o diagrama sistemático para o caso 1, onde a cana de açúcar primeiro passa pelo processo de extração de caldo, deste, dois subprodutos são gerados, o bagaço de cana que serve como combustível para a produção de vapor e eletricidade na caldeira, processo que gera um excesso de eletricidade do que a necessária para o processo. E o caldo, que segue para o processo de tratamento, onde o óxido de cálcio é utilizado como parte do tratamento. O próximo processo é a fermentação, que tem como insumos externos o ácido sulfúrico e água e em seguida o processo de destilação, que resulta o produto final o etanol anidro, e os subprodutos da destilação (vinhaça, flegmaça e álcool de segundo grau).

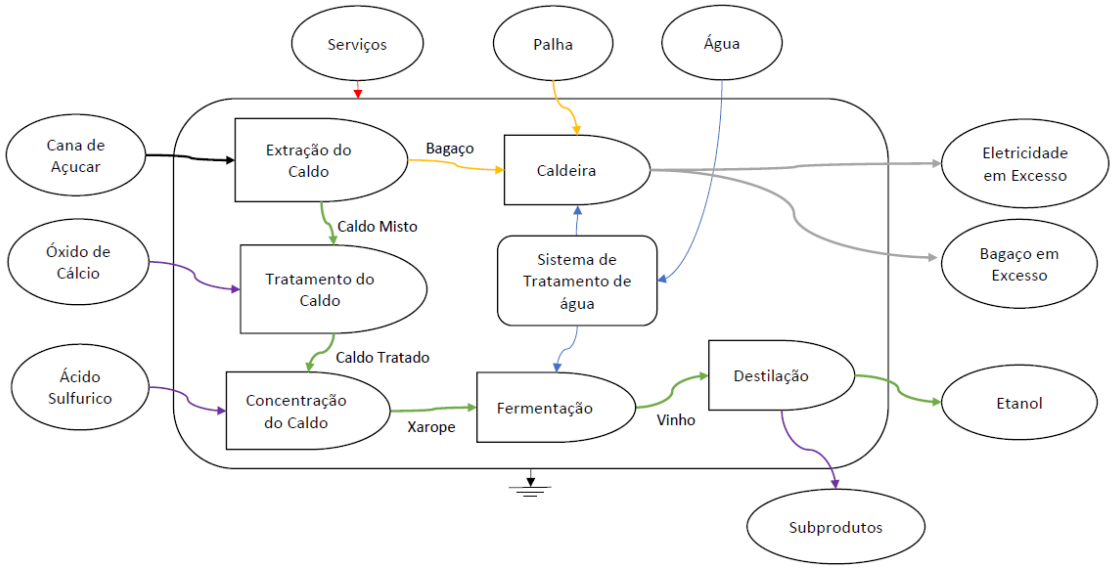


Figura 1 – Diagrama sistemático caso 1.

2.2.2 Caso 2

Para o segundo caso, uma usina de segunda geração integrada ao processo de primeira, que inclui as etapas de pré-tratamento do bagaço por explosão de vapor, hidrólise enzimática do bagaço, com 5% de conteúdo de sólidos insolúveis no reator, e concentração do licor de glicose por meio de um sistema de evaporação de múltiplo efeito.

O diagrama sistemático do caso 2 é mostrado na figura 2. O processo começa semelhante ao caso 1 com o processo de extração do caldo, o caldo resultante deste processo passa pelo tratamento, utilizando óxido de cálcio de insumo, em seguida pela concentração utilizando ácido sulfúrico. O bagaço resultante da extração do caldo é dividido entre a caldeira como combustível e a produção de etanol de segunda geração, este passa pela hidrolise enzimática, utilizando como insumos o dióxido de enxofre e as enzimas, o licor de glicose concentrado, produto da hidrolise enzimática, passa para a concentração e em seguida segue para a fermentação, juntamente com o xarope resultante da concentração do caldo, seguem então pela destilação gerando o etanol como produto final. Os resíduos da hidrolise seguem para o reator que produz biogás.

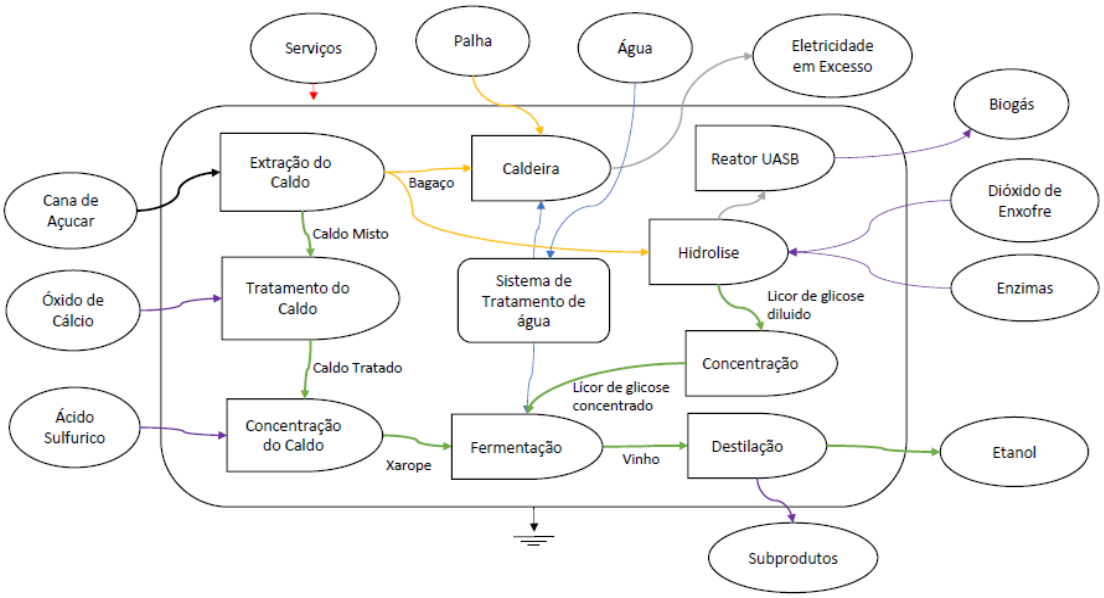


Figura 2 – Diagrama sistemático caso 2.

3. RESULTADOS

3.1 Produção de Cana de Açúcar

Para obter os dados da produção de cana de açúcar na sua fase agrícola, foi utilizado como base a análise realizada por Enrique Ortega no artigo “Sustainability assessment of large-scale etanol production from sugarcane”, onde o autor analisa a sustentabilidade da produção de etanol desde a sua produção agrícola, transporte, e produção industrial.

A pesquisa resulta dados de emergia referentes a produção de 80 toneladas de cana de açúcar desenvolvidos por Ortega, obtendo uma emergia total de 60,03 x 1014 SeJ e uma transformidade de 2,8 x 104 SeJ/J. A tabela 2 mostra os dados para uma produção de 2.000.000 ton de cana utilizados nos cenários.

Tabela 2 – Emergia Cana de Açúcar

	Emergia (SeJ)
Renováveis (R)	$5,32 \times 10^{19}$
Não Renováveis (N)	$1,00 \times 10^{19}$
Materiais Renováveis (M_R)	$1,88 \times 10^{18}$
Materiais Não Renováveis (M_N)	$4,89 \times 10^{19}$
Serviços Renováveis (S_R)	$5,55 \times 10^{18}$
Serviços Não Renováveis (S_N)	$3,07 \times 10^{19}$
	$1,50 \times 10^{20}$

3.2 Avaliação Emergética

Com a definição dos sistemas através dos diagramas, é necessário a quantificação de todas as entradas, a busca por suas transformidades para então realizar a avaliação dos casos.

Os dados da entrada de cada de açúcar são obtidos através da capacidade produtiva das usinas no ano juntamente com os dados de emergia obtidos para a cana de açúcar.

Todos os dados dos fluxos de entrada são apresentados nos cenários do artigo de Palacios-Bereche et.al. (2013).

A transformidade de alguns insumos utilizados nos processos não foi encontrada na literatura, então serão considerados na análise como produtos químicos com transformidade de $3,8 \times 10^{12}$ SeJ/kg.

Para os serviços utilizados na análise, o cálculo foi baseado nos dados da Usina Padrão definida por Lanzotti (2000). Onde todos os dados de serviços foram considerados para uma produção de 97 ton/ha.a (tonelada de cana de açúcar produzida em um alqueire em um ano). Realizando as transformações necessárias para a produção considerada nos casos obteve-se os valores para os fluxos de serviços e as suas transformidades.

Todos os gastos com investimento de maquinários, instalações e edifícios foram desconsiderados desta análise preliminar.

A tabela 3 mostra a resolução da avaliação emergética para o caso 1, enquanto a tabela 4 mostra os resultados da avaliação do caso 2.

Tabela 3 – Avaliação Emergética caso 1

	Recursos	Dados	Unidades	Transformidade (SeJ/Unidade)	Emergia (SeJ/a)
R - Renováveis					**5,44E+19**
1	Produção de Cana				5,31E+19
	Produção de Etanol				
2	Água	1,48E+08	Kg/a	6,64E+08	9,80E+16
3	Palha	1,56E+07	Kg/a	7,74E+10	1,20E+18
N - Não Renováveis					**1,00E+19**
4	Produção de Cana				1,00E+19
M_R - Materiais Renováveis					**1,88E+18**
5	Produção de Cana				1,88E+18
Mn - Materiais Não Renováveis					**4,94E+19**
6	Produção de Cana				4,89E+19
	Produção de Etanol				
7	Óxido de Cálcio	1,44E+05	Kg/a	3,80E+12	5,47E+17
9	Ácido Sulfúrico	1,73E+03	Kg/a	1,53E+11	2,64E+14
S_R - Serviços Renováveis					**5,55E+18**
10	Produção de Cana				5,55E+18
	Produção de Etanol				
11	Mão de Obra	4,82E+08	J/ha.a	5,00E+05	2,41E+14
S_N - Serviços Não Renováveis					**3,07E+19**
12	Produção de Cana				3,07E+19
Emergia Total (Y)		3,56E+15	J	4,26E+4	**1,52E+20**

Tabela 4 – Avaliação Emergética caso 2

	Recursos	Dados	Unidades	Transformidade (SeJ/Unidade)	Emergia (SeJ/a)
R - Renováveis					**5,44E+19**
1	Produção de Cana				5,31E+19
	Produção de Etanol				
2	Água	2,06E+08	Kg/a	6,64E+08	1,37E+17
3	Palha	1,56E+07	Kg/a	7,74E+10	1,20E+18
N - Não Renováveis					**1,00E+19**
4	Produção de Cana				1,00E+19
M_R - Materiais Renováveis					**1,88E+18**
5	Produção de Cana				1,88E+18
Mn - Materiais Não Renováveis					**5,44E+19**
6	Produção de Cana				4,89E+19
	Produção de Etanol				
7	Óxido de Cálcio	1,44E+05	Kg/a	3,80E+12	5,47E+17
9	Ácido Sulfúrico	1,73E+03	Kg/a	1,53E+11	2,64E+14
10	Dióxido de Enxofre	4,32E+05	Kg/a	3,80E+12	1,64E+18
11	Enzimas	8,64E+05	kg/a	3,80E+12	3,28E+18
S_R - Serviços Renováveis					**5,55E+18**
12	Produção de Cana				5,55E+18
	Produção de Etanol				
13	Mão de Obra	4,82E+08	J/ha.a	5,00E+05	2,41E+14
S_N - Serviços Não Renováveis					**3,07E+19**
14	Produção de Cana				3,07E+19
Emergia Total (Y)		3,91E+15	J	4,01E+04	**1,57E+20**

A tabela 5 mostra um resumo dos resultados encontrados do cálculo da emergia para ambos os casos. A dependência de fontes não renováveis tem o mesmo valor de emergia para ambos os casos e um percentual muito parecido,

isso se dá pois na análise a única fonte não renovável considerada é a perda de solo na fase de produção agrícola da cana de açúcar.

É possível verificar que os dois maiores contribuintes são as fontes renováveis e os materiais não renováveis para ambos os casos, devido principalmente aos recursos renováveis na produção da cana de açúcar, o uso de água para o processo e o uso da palha como combustível para as caldeiras.

Tabela 5 – Emergia dos Casos

	Caso 1		Caso 2	
	Emergia (SeJ)	%	Emergia (SeJ)	%
Renováveis (R)	5,44E+19	35,80%	5,44E+19	34,69%
Não Renováveis (N)	1,00E+19	6,58%	1,00E+19	6,37%
Materiais Renováveis (MR)	1,88E+18	1,23%	1,88E+18	1,19%
Materiais Não Renováveis (MN)	4,94E+19	32,54%	5,44E+19	34,65%
Serviços Renováveis (SR)	5,55E+18	3,65%	5,55E+18	3,54%
Serviços Não Renováveis (SN)	3,07E+19	20,19%	3,07E+19	19,55%
Emergia Total	1,52E+20		1,57E+20	

O cálculo dos índices emergéticos é mostrado na tabela 6 para ambos os casos.

Tabela 6 – Índices Emergéticos

Índices Emergéticos	Caso 1	Caso 2
Enviroment Loadind Ratio (ELR)	1,79	1,88
Emergy Yield Ratio (EYR)	1,74	1,70
Emergy Sustainable Index (ESI)	0,97	0,90
Emergy Investiment Ratio (EIR)	1,36	1,44
Taxa de Renovabilidade (%R)	0,36	0,35

Enviroment Loading Ratio (ELR) mede o estresse no ambiente causado pelo processo. É a relação entre as fontes não renováveis e fontes comerciais

sobre as fontes renováveis. Os valores obtidos para o caso 1 foram de 1,79 enquanto para o caso 2 foram de 1,88, que mostra que o impacto ambiental causado por usinas de primeira geração é menor, isso se dá pelo maior uso de produtos químicos e outros insumos no processo de segunda geração, que aumentam o uso de fontes comerciais, aumentando assim este índice. Valores de ELR próximos a 2 indicam um baixo impacto, ou que este impacto está diluído sobre uma grande área. Valores entre 3 e 10 indicam um impacto moderado e valores maiores que 10 indicam um impacto ambiental muito concentrado. (BROWN; ULGIATI, 1997) Os valores baixos dos índices em ambos os casos podem indicar um baixo impacto ambiental, mas levando em consideração as extensas áreas utilizadas para a produção da cana de açúcar, o impacto ambiental da produção de etanol se torna significante.

Emergy Yield Ratio (EYR) é a relação entre a emergia total do sistema (Y) sobre os recursos econômicos. É a habilidade do sistema de utilizar recursos locais. Para o caso 1 o EYR é de 1,74 e já para o caso 2 é de 1,70. Este valor mostra que o caso 1 tem uma maior dependência de recursos locais, isto se dá pelo uso maior de fontes econômicas das usinas de segunda geração. Valores de EYR menores que 2 indicam que não há uso significante de fontes locais, geralmente associados a processos de manufatura, índices abaixo de 5 mostram que o processo usa grandes quantidades de materiais primas secundárias (cimento, aço, madeira). (BROWN; RAUGEI; ULGIATI, 2012)

Emergy Sustainable Index (ESI) é a relação entre EYR para ELR, mede a potencial contribuição econômica do processo por unidade de impacto ambiental. Valores de ESI menores que 1 indicam que o sistema é consumidor, enquanto valores maiores que 1 indicam sistemas com contribuição líquida para sociedade sem afetar fortemente o equilíbrio do ecossistema associado. (BROWN; ULGIATI, 2004) Os valores de 0,97 para o primeiro caso e de 0,90 para o segundo caso indicam que ambos os sistemas são consumidores e possuem baixa sustentabilidade a longo prazo. Os valores de ESI decrescem com o aumento do tamanho do sistema, que indica o porquê do valor para a usina de segunda geração ser menor.

Emergy Investiment Ratio (EIR) ao analisar a equação que define esse índice, vemos que quanto menor este índice é menor será o custo econômico deste processo, geralmente quanto maior é esta relação, maior será o desenvolvimento econômico deste sistema. (BROWN; ULGIATI, 2004) Os valores de 1,36 para o caso 1 e de 1,44 para o caso 2 mostra esse maior custo econômico da usina de segunda geração.

A taxa de renovabilidade (%R) é a relação entre as fontes renováveis e a emergia total do sistema. Indica o percentual de fontes renováveis usada no sistema, sistemas com alto índice de renovabilidade tendem a ser mais sustentáveis e prevalecer a longo prazo (LONDOÑO; SUÁREZ; IVÁN, 2014). Os valores encontrados para os casos foram de 36% e 35%. Valores de renovabilidade baixos e não relacionam com a imagem do etanol como uma energia renovável.

4. CONCLUSÕES

O uso da avaliação emergética na avaliação da sustentabilidade dos processos de produção de etanol traz algumas respostas significativas quanto a ao uso de recursos. Ambas as produções podem ser consideradas eficientes no uso de energia e resíduos, mas não podem ser consideradas renováveis a longo prazo.

O modelo de cultivo agrícola da cana de açúcar tem grande impacto nos coeficientes encontrados, devido ao grande uso de entradas, principalmente o uso de combustível fósseis, em especial o diesel, para as operações do plantio, colheita e transporte. A adoção de práticas mais sustentáveis, como por exemplo um plantio orgânico e o uso alternativo de combustíveis fósseis, pode resultar em uma melhora significativa nos índices de sustentabilidade do etanol.

Um dos maiores impactos ambientais que a produção de etanol causa está relacionado em uso de recursos naturais, como a água, a perca de solo em toda a área necessária para a produção de cana de açúcar. Recursos estes que não são normalmente considerados em análises buscando a eficiência da produção e o impacto ambiental causado.

A produção de etanol de primeira geração mostrou ser mais sustentável que a produção de segunda geração nesta análise. O fator mais impactante para esse menor índice se dá pela necessidade da compra de insumos com altos valores de transformidade para a produção de segunda geração.

Mas deve-se levar em consideração a maior capacidade de variação da produção que o sistema de segunda geração apresenta. A escolha entre a produção de etanol versus a produção de eletricidade é uma escolha que varia conforme a demanda do mercado, preço das comodities entre outros fatores. Em usinas que utilizam o bagaço apenas como combustível para as caldeiras, quando não há demanda por energia elétrica, acarreta em um acumulo e desperdício deste bagaço. Fator que em uma usina de segunda geração poderia ser revertido para a produção de etanol e utilizado como uma bateria, armazenando todo esse potencial de energia que de outra forma seria desperdiçado.

O refinamento desta análise se faz necessário para melhorar a precisão dos índices encontrados, refinamento este para todas as entradas dos processos, definindo a produção de cana de açúcar, os serviços necessários para a produção de ambos os sistemas e todo o investimento necessário para a compra de equipamentos e construção das usinas. Onde cada refinamento pode ser considerado como base para futuras pesquisas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARAL, L. P.; MARTINS, N.; GOUVEIA, J. B. A review of emergy theory, its application and latest developmentsRenewable and Sustainable Energy ReviewsElsevier Ltd, , 1 fev. 2016.

AMID, S. et al. Exergetic, exergoeconomic, and exergoenvironmental aspects of an industrial-scale molasses-based ethanol production plant. Energy Conversion and Management, v. 227, 1 jan. 2021.

ASHRAF, M. N. et al. Sustainability of Palm Biodiesel in Transportation: a Review on Biofuel Standard, Policy and International Collaboration Between Malaysia and Colombia. BioEnergy Research , p. 43–60, 2021.

BROWN, M. T.; RAUGEI, M.; ULGIATI, S. On boundaries and 'investments' in Emergy Synthesis and LCA: A case study on thermal vs. photovoltaic electricity. Ecological Indicators, v. 15, n. 1, p. 227–235, 1 abr. 2012.

BROWN, M. T.; ULGIATI, S. Emergy-based indices and ratios to evaluate sustainability: monitoring economies and technology toward environmentally sound innovation. Ecological Engineering, v. 9, n. 1–2, p. 51–69, 1 set. 1997.

BROWN, M. T.; ULGIATI, S. Emergy analysis and environmental accounting. 2004.

DE ALMEIDA, M. A.; COLOMBO, R. Production Chain of First-Generation Sugarcane Bioethanol: Characterization and Value-Added Application of Wastes. Bioenergy Research, 2021.

JESWANI, H. K.; CHILVERS, A.; AZAPAGIC, A. Environmental sustainability of biofuels: A review: Environmental sustainability of biofuelsProceedings of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering SciencesRoyal Society Publishing, , 2020.

LANZOTTI, Carla Regina Uma análise emergética de tendências do setor sucroalcooleiro / Carla Regina Lanzotti. --Campinas, SP: [s.n.], 2000.

LONDOÑO, N. A. C.; SUÁREZ, D. G.; IVÁN, H. Emergy Evaluation: A Tool for the Assessment of Sustainability in Project Development. Journal of Engineering Reserch and Aplications, v. 4, n. 2, p. 172–178, fev. 2014.

MOHANTY, S. K.; SWAIN, M. R. Bioethanol Production From Corn and Wheat: Food, Fuel, and Future. Bioethanol Production from Food Crops, p. 45–59, 1 jan. 2019.

ODUM, H. T. Systems Ecology; an introduction. 1983.

ODUM, H. T. Enviromental accounting: emergy and enviromental decision making. [s.l.] New York, US: Wiley, 1996.

PEREIRA, C. L. F.; ORTEGA, E. Sustainability assessment of large-scale ethanol production from sugarcane. Journal of Cleaner Production, v. 18, n. 1, p. 77–82, 1 jan. 2010.

XU, Z. et al. Emergy based optimization of regional straw comprehensive utilization scheme. Journal of Cleaner Production, v. 297, 15 maio 2021.

YANG, H. et al. Emergy analysis of cassava-based fuel ethanol in China. Biomass and Bioenergy, v. 35, n. 1, p. 581–589, 1 jan. 2011.

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DO USO DE ENERGI EÓLICA OFFSHORE NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO UTILIZANDO O SOFTWARE SYSTEM ADVISOR MODEL: CASO DE ESTUDO DE UMA BACIA MEXICANA

Larissa Silva da Silveira[1]; Vinicius Frantinne Brito Alves[1]; Marcelo Santos Amaral[1]; Camilo Andres Guerrero Martin[1]; Jose Leao de Luna[1]

[1]*Universidade Federal do Pará*

RESUMO

A utilização de recursos naturais de forma sustentável é importante para manter o equilíbrio do meio ambiente. A demanda mundial de energia ainda é suprida essencialmente pela indústria do petróleo. Mas esta também é grande consumidora de energia e uma das maiores contribuintes para as emissões de gases de efeito estufa, o que resulta no agravamento do aquecimento global. Nesse sentido, com a necessidade energética e o impacto ambiental severo gerado da utilização de combustíveis fósseis, se faz necessário a implementação de energias renováveis na indústria de petróleo. Várias tecnologias de energias renováveis já são usadas na indústria e parques eólicos offshore já demonstraram grande potencial do Brasil. O satélite Quicksat estimou essa capacidade na costa brasileira indicando uma geração cerca de 12 vezes maior que a margem continental. O artigo tem como objetivo fazer uma análise técnica e econômica, para a implementação e utilização de energia eólica em plataformas offshore por meio do software System Advisor Model (SAM). Inicialmente foi definido o lugar no qual será feita a simulação, posteriormente, são configurados os elementos mecânicos da turbina eólica que será utilizada. Subsequentemente, é feita uma análise econômica, na qual foram envolvidos os valores de CAPEX e OPEX e foram definidos instrumentos financeiros como a taxa interna de retorno, valor presente líquido, relação custo-benefício e LCOE (Custo nivelado de Energia). Finalmente, a simulação da como resultado a quantidade de energia fornecida pelo parque eólico. Uma vez feita a simulação,

o valor de energia fornecida foi comparado com os requerimentos energéticos de uma plataforma petrolífera. Tendo resultados adequados para a implementação desta tecnologia, que ajudaria drasticamente a redução de emissões de CO2 da indústria petrolífera e ajudaria ao desenvolvimento de estratégias requeridas para ter energia cada vez mais limpa. Sendo assim, estima-se a redução de emissões de gases estufa para atmosfera, economia de hidrocarbonetos em plataformas com poços produtores, no qual possibilita a diminuição da pegada de carbono das empresas de energia que adotarem esta prática.

Palavras-chave: Energia; Eólica Offshore; Viabilidade técnica; Petróleo.

ABSTRACT

The use of natural resources in a sustainable way is important to maintain the balance of the environment. The world's demand for energy is still met essentially by the petroleum industry. But this is also a major consumer of energy and a major contributor to greenhouse gas emissions, which results in the aggravation of global warming. In this sense, with the need for energy and the severe environmental impact generated by the use of fossil fuels, it is necessary to implement renewable energy in the oil industry. Several renewable energy technologies are already used in the industry and offshore wind farms have already demonstrated Brazil's great potential. The Quicksat satellite estimated this capacity on the Brazilian coast indicating a generation capacity about 12 times larger than the continental margin. The article aims to make technical and economic analysis, for the implementation and use of wind energy on offshore platforms using the System Advisor Model (SAM) software. Initially, the place where the simulation will be performed was defined, subsequently, the mechanical elements of the wind turbine that will be used are configured. Subsequently, an economic analysis is performed, in which CAPEX and OPEX values were involved and financial instruments such as internal rate of return, net present value, cost-benefit ratio, and LCOE (Levelized Cost of Energy) were defined. Finally, the simulation gives, as a result, the amount of energy supplied

by the wind farm. Once the simulation was done, the amount of energy supplied was compared with the energy requirements of an oil rig. The results are adequate for the implementation of this technology, which would drastically help to reduce the CO2 emissions of the oil industry and help the development of strategies required to have cleaner energy. Thus, it is estimated the reduction of greenhouse gas emissions into the atmosphere, hydrocarbon savings on platforms with producing wells, enable the reduction of the carbon footprint of energy companies that adopt this practice.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, os estudos energéticos estão focados no desenvolvimento do uso de energia de fontes renováveis ou não convencionais, a chamada transição energética está acontecendo e nossa missão é reduzir o uso de combustíveis fósseis. Atualmente, quase 80% da demanda global de energia é atendida por meio de combustíveis fósseis, resultando em impactos ambientais significativos [1]. Estes incluem gases de efeito estufa e são essenciais para a sobrevivência dos seres humanos, no entanto, devido à industrialização descontrolada e ao crescimento populacional, desmatamento e agricultura em grande escala, as quantidades de gases de efeito estufa aumentaram [2]. Especificamente falando sobre a indústria de petróleo que se aventurou igualmente em plataformas offshore e offshore de petróleo e gás, tais plataformas offshore de petróleo e gás geralmente consistem em muitas instalações consumidoras de energia, como perfuração, acomodação, processamento, exportação e injeção [3], isso demanda de energia de cerca de 10MW. A maioria das plataformas NCS gera sua energia elétrica usando turbinas a gás. As turbinas a gás também são usadas para acionar diretamente compressores e bombas. Essas turbinas a gás geram cerca de 80% do total de emissões de CO_2 e NO_x das instalações offshore [4]. Consequentemente, este projeto de pesquisa explorou a viabilidade técnica do uso de parques eólicos como fonte de energia suplementar para plataformas offshore de petróleo e gás e para fornecer energia excedente a uma rede offshore [5].

2. ENERGIAS RENOVÁVEIS NO MÉXICO

O presente trabalho foi desenvolvido no município de Villeta, pertencente aoestado de Cundinamarca, na Colômbia. Na Figura 1 pode-se observar a região analisada está localizada na latitude de Golfo de México 23.875952, -94.402727. A geracao de energia tem por intuito abastecer energéticamente uma plataforma petrolífera

Figura 1 – Localizacao da área de estudo. Golfo do México

O México é um dos países com maior riqueza hídrica da América Latina. Sendo assim, a fonte de produção da energia elétrica é predominantemente hídrica (aproximadamente 60%) [5]. Apesar de gerar energia limpa, o governo mexicano tem investido em fontes de energia renováveis a fim de diversificar a matriz energética do país [6].

3. METODOLOGIA

A metodologia descreve as características operacionais das plataformas de petróleo offshore no mar Mexicano que possuem uma necessidade energética, que utilizam para realizar todos os procedimentos e operações

necessárias para a produção de gás e petróleo no Atlântico mexicano. Para isso, será realizada uma simulação utilizando o software SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM), no qual será escolhida uma turbina eólica para tentar suprir toda a demanda energética dessas plataformas de petróleo e deixar de utilizar o combustível fóssil que queimam para transportar fora suas operações. No *Wind Farm* permite especificar o número de turbinas no projeto e inclui uma representação simples do layout do parque eólico para estimar as perdas por efeito de esteira que resultam quando as turbinas a favor do vento interferem no fluxo do vento para as turbinas a favor do vento. Desta maneira na Figura 2 pode-se observar a configuracao da granja eólica usada neste trabalhos

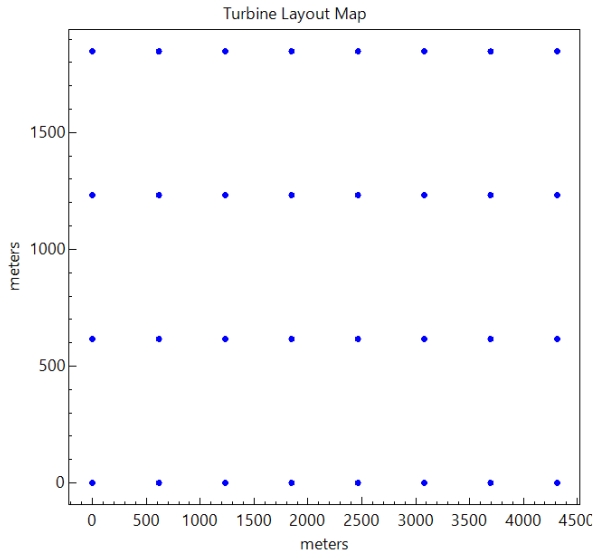


Figura 2 – Layout da granja eólica

Em quanto ao modelamento financeiro foram levadas em conta as seguintes premisas:

- A estimativa dos custos de investimento é classe 5, isto significa que estes custos são estimados por analogia, sua faixa de precisão varia de +50%/-30% devido ao baixo nível de informação. Este tipo de estimativa é utilizado para planejamento estratégico de negócios, estudos de mercado,

avaliação inicial de viabilidade, esquemas alternativos para o projeto, investigação e localização do local.

As seguintes considerações são usadas para calcular os custos de investimento:

- Toma-se como caso análogo o parque eólico Onshore Guajira 1, construído na Colômbia, no departamento de La Guajira, exatamente no povoado de Cabo de la Vela, entre o deserto e o mar do Caribe. Possui 10 aerogeradores em uma área de 5,5 hectares, tem uma capacidade instalada de 20 MW (megawatts), teve um investimento de $ 75.000 milhões de pesos (20 milhões de dólares aproximadamente) segundo o Ministério de Energia da Colômbia
- 75% do custo de um parque eólico offshore corresponde ao investimento ao longo de sua vida útil e para cada megawatt instalado é 50% mais caro que um parque eólico Onshore [7]
- Estas sete categorias são tomadas como base seguindo a metodologia de estimativa de custos do Laboratório Nacional de Energias Renováveis [8].
- Desenvolvimento: despesas necessárias para desenvolver um projeto preliminar que inclua estudos do local e dos recursos para quantificar o recurso energético disponível e investigar o potencial socioeconômico e o impacto ambiental do projeto. Esta categoria corresponde a 4% dos custos totais de investimento para um projeto eólico offshore entre 3 e 4 MW
- Engenharia e gestão: projetos de engenharia e fabricação dos componentes que irão compor o parque eólico. Esta categoria corresponde a 4% dos custos totais de investimento para um projeto eólico offshore entre 3 e 4 MW
- Subestrutura, fundações e turbinas: inclui o custo de aquisição, neste caso está prevista a utilização das estruturas existentes correspondentes às plataformas, portanto o custo da subestrutura está limitado à adequação das plataformas para a inclusão das turbinas. Esta categoria

corresponde a 51% dos custos totais de investimento para um projeto eólico offshore entre 3 e 4 MW [9-10].

- Custos portuários e de preparação: Custos associados à mobilização e armazenamento das turbinas e outros componentes até o local de instalação. Esta categoria corresponde a 10% dos custos totais de investimento para um projeto eólico offshore entre 3 e 4 MW.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 3 (esquerda) mostra a curva de potência da turbina que mostra a quantidade de energia que a turbina irá gerar dependendo da velocidade do vento como pode ser visto no gráfico a turbina funciona a partir de uma velocidade mínima de 3 ou 4 m/s e uma máxima velocidade do vento de 25 m/s, é importante notar que de acordo com o diagrama de Weibull gerado e a representação da curva de potência da curva podemos concluir que para as velocidades do vento de entrada, não haverá problema de operação, devido à velocidade do sistema. No gráfico você pode ver um resumo da quantidade mensal de energia gerada pelo parque eólico ao longo do ano, esses valores foram gerados pelo software a partir do cruzamento dos dados meteorológicos fornecidos e a turbina escolhida (Siemens 3,6 MW 120m). Devido à variabilidade do regime de ventos ao longo do ano, como pode ser observado, há variações na energia gerada ao longo dos meses devido às mudanças meteorológicas.

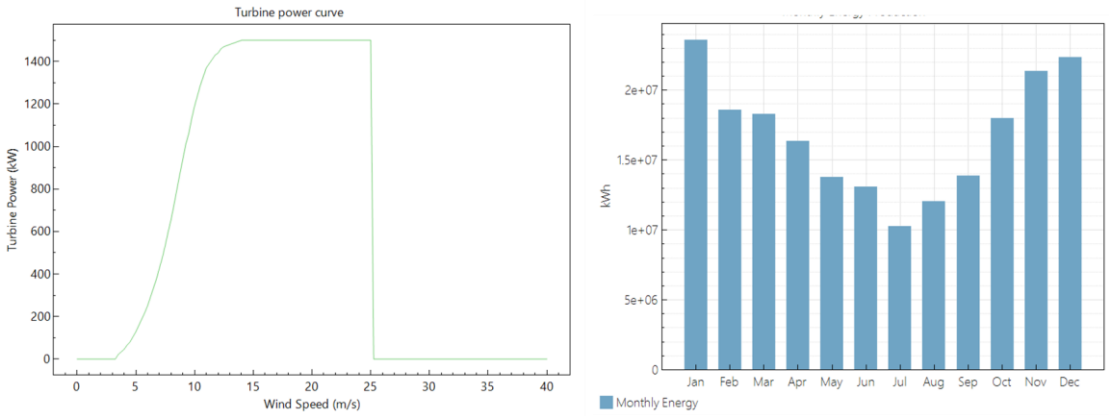


Figura 3 - Geração de energia segundo velocidade do vento (esquerda). Geração de energia anualmente (direita)

A partir da simulação, foi possível verificar que o custo nivelado de energia foi de aproximadamente 8.46 centavos/kWh, de igual maneira, o fator de capacidade foi cerca de 14,7%, gerando no primeiro ano mais de 25 milhões de kWh. é possível observar uma diminuição mensal da produção em kWh desse sistema nos meses de abril, maio, junho, julho e agosto, pois são épocas de muita chuva nesse setor do méxico, fazendo com que diminua a produção da energia nesses meses. Já nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro é possível notar uma produção maior de energia (Figura 4).

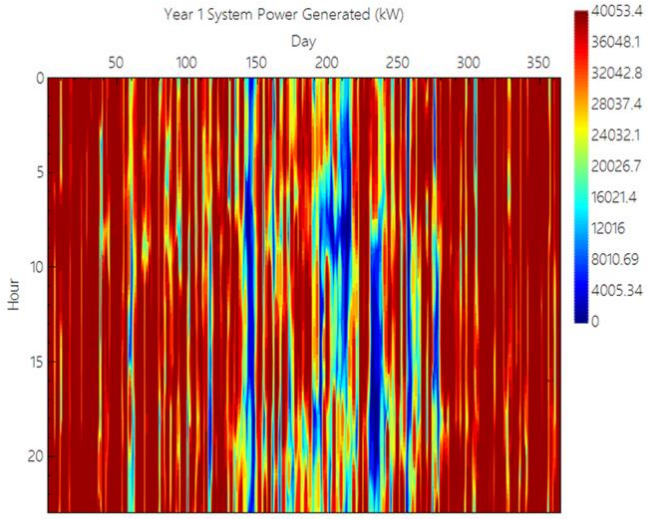


Figura 4 – Geração de energia elétrica anual

É importante avaliar também a velocidade do vento, já que com ventos muito fortespode gerar problemas nos sistemas de inversores e até mesmo na estrutura do parque eólico. Os ventos mais fortes nessa região avaliados foram por volta das 6 horas da manhã às 18 horas da tarde, com cerca de 5 m/s. Isso significa que não há inconvenientes neste quesito para a área de estudo conforme a Figura 5.

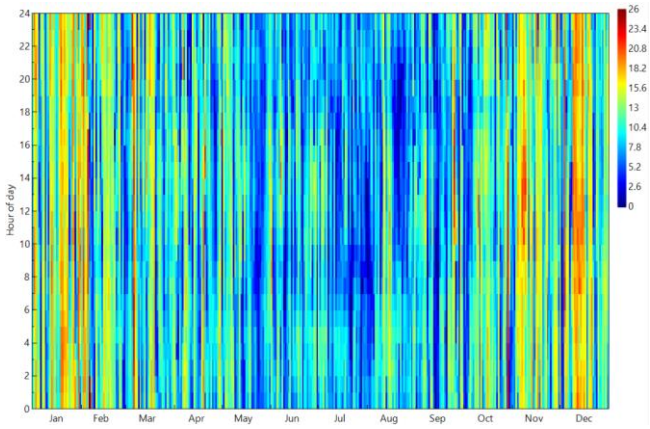


Figura 5 – Perfil de velocidade do vento (m/s)

De igual maneira, é importante avaliar a temperatura ambiente, já que altas temperaturas podem gerar inconvenientes às estruturas, degradação térmica de polímeros, nos quais são feitos as pás das turbinas. Segundo a simulação, entre o período de 8 às 16 horas, a temperatura média registrada é de cerca de 27 ° C tendo uma diminuição da mesma no período noturno, conforme demonstrado na Figura 6. Neste caso também não há inconvenientes relacionados a esta variável. É importante descatar que a energia gerada atende perfeitamente o requerimento energético das plataformas petrolíferas instaladas na localizacao anteriormente estipulada.

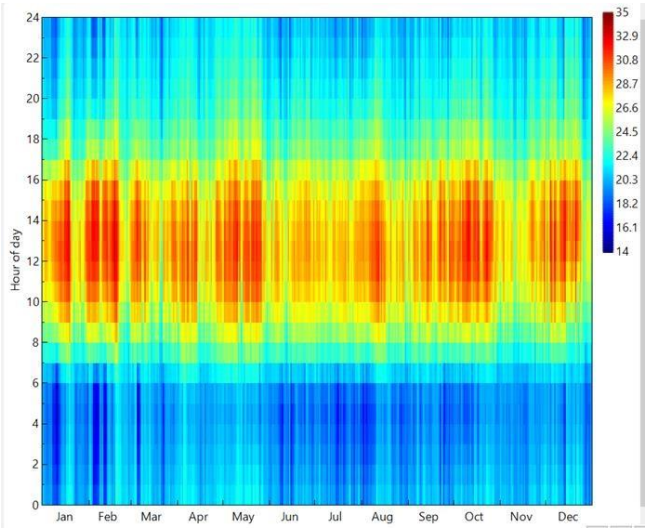


Figura 6 – Temperatura ambiente (°C)

5. CONSIDERACOES FINAIS

É possível concluir que este projeto é de suma importância para o México, bem como para o município da área de estudo, de igual maneira pode-se estabelecer que o custo nivelado de energia foi de 8.46 c/kw, que devem ser comparados com outras fontes de energia para definir a vantagem desta tecnologia junto com outras energias potenciais da região.

Com base nos resultados da simulação de produção de energia eólica e tomando os valores calculados de CAPEX, OPEX, receita e integrando preços de carbono, foi desenvolvido o fluxo de caixa do projeto.

Após selecionar a área e a probabilidade dos dados entregues ao software SAM, o SAM utiliza todos os dados para verificar a viabilidade técnica e econômica da fazenda, os seguintes dados entregues pelo SAM em termos de geração e capacidade anual de energia, a simulação foi realizado pela SAM com a turbina Siemens 3,6 MW 120m uma turbina eólica Siemens utilizada para offshore e representa a curva de potência em que a turbina trabalha. Apresentando um bom desempenho de trabalho do parque eólico simulado

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] F. Manzano-Agugliaro, M. Sánchez-Calero, A. Alcayde, C. San-Antonio-gómez, A. J. Perea-Moreno, and E. Salmeron-Manzano, “Wind turbines offshore foundations and connections to grid,” Inventions, vol. 5, no. 1, pp. 1–24, 2020, doi: 10.3390/inventions5010008.

[2] S. Malhotra, “Selection, Design and Construction of Offshore Wind Turbine Foundations,” Wind Turbines, 2011, doi: 10.5772/15461.

[3] G. R. Owens, “Design Considerations for Monopile Founded Offshore Wind,” no. December, 2012.

[4] S. Sánchez, J. S. López-Gutiérrez, V. Negro, and M. D. Esteban, “Foundations in offshore wind farms: Evolution, characteristics and range of use. Analysis of main dimensional parameters in monopile foundations,” J. Mar. Sci.

Eng., vol. 7, no. 12, pp. 1–19, 2019, doi: 10.3390/JMSE7120441.

[5] M. D. Esteban, J. S. López-Gutiérrez, and V. Negro, “Gravity-based foundations in the offshore wind sector,” J. Mar. Sci. Eng., vol. 7, no. 3, 2019, doi: 10.3390/jmse7030064.

[6] IEA, “African Energy Outlook 2019, World Energy Outlook special report,” 2019, [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2019

[7] T. M. Letcher, Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. 2017.

[8] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes, and T. A. Nygaard, “Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective,” Renew. Energy, vol. 66, pp. 714–728, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.017.

[9] Z. Jiang, “Installation of offshore wind turbines: A technical review,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 139, no. January, p. 110576, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110576.

[10] D. Report, “Offshore Wind Roadmap for Colombia Draft Report”.

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DO USO DE ENERGIA ONDOMOTRIZ (WAVE ENERGY) PARA O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA A DUTOS PIPE-IN-PIPE NO GOLFO DO MÉXICO

Kênnya Cristina da Silva Santos[1]; Jamille Ludimila Lopes de Almeida[1]; Camilo Andrés Guerrero Martin[1]; Ayla Luiza de Souza Gonçalves[1]; Camilo Andrés Guerrero-Martin[1]

[1]*Universidade Federal do Pará*

RESUMO

A energia das ondas é constituída como sendo a energia transferida pelo vento sobre o oceano, na forma de ondas, por meio da interação entre o ar e a água. A partir disso, é possível realizar a conversão da energia mecânica obtida com o movimento das ondas em energia elétrica, sem gerar poluentes. Apesar da energia ondomotriz ser conhecida desde o século 18, devido aos custos de manutenção e de adaptação logística dos sistemas, ela ainda não é amplamente utilizada. Logo, este trabalho possui o objetivo de analisar de forma econômica a aplicação da energia ondomotriz em plataformas offshore de petróleo e os seus variados sistemas de captação conhecidos. Para isso, foi realizada a especificação técnica e financeira dos modelos mais conhecidos para aproveitamento de energia das ondas (OWC, PELAMIS, WAVE S. ENERGY) em comparação com os mais recentes em relação às demais fontes de energia disponíveis. Este estudo é uma contribuição para o conhecimento da eficiência energética de uma energia renovável acerca da aplicabilidade em instalações de difícil acesso, como o ambiente *offshore*. Desta maneira, neste estudo de caso é feita uma avaliação técnico-financeira do uso da energia das marés no aquecimento de dutos Pipe-in-Pipe como medida de controle de formação de hidratos de gás (gelo combustível) na área de águas ultraprofundas, localizadas na região ao largo da costa do México. Como um mecanismo de energia alternativa para o aquecimento elétrico direto em dutos, a conversão da energia das ondas, que está se tornando de interesse fabril devido à exploração offshore na indústria petrolífera, é minuciosamente explorada. Uma matriz multicritério é

utilizada para determinar a turbina hidrocinética mais adequada para atender as necessidades do projeto, sendo o Conversor de onda de surto oscilante (RM5) a tecnologia utilizada atualmente. Consequentemente, através da simulação no software System Advisor Model (SAM), as variáveis operacionais da turbina com uma capacidade de desempenho nominal equivalente ao valor de 360 kW, com uma potência média por dispositivo que gera um valor de 38 kW, relacionando estes dois valores determina-se que para atender o desempenho mínimo da turbina é necessário um arranjo de 10 dispositivos que gera um potencial nominal avaliado em 380 kW. A matriz é determinada em cinco linhas e duas colunas com uma geração ou produção anual de energia no valor de 3.123.090 kWh com um potencial de aquecimento ou capacidade do sistema de 4500 kW. Em relação ao resultado dos indicadores financeiros, o Valor Presente Líquido (VPL) foi estimado com um valor de $3.760.608 USD com um custo total do projeto avaliado em $70.525.048 USD e um investimento mínimo na quantia de $15.000 USD. 000 USD, que junto com a Relação Benefício-Custo (RBC) com um valor superior a 1 são indicativos de que o projeto é socialmente rentável e, portanto, é conveniente realizá-lo, bem como um estudo de caso onde os autores buscam melhorar as propriedades termodinâmicas (Capacidade térmica, Valor Calórico, Capacidade térmica específica, Calor de vaporização e Enthalpy) do gás de exportação através de pico de condensação, destacando melhores valores competitivos no mercado.

Palavras-chave: Energia ondomotriz; Pipe-in-pipe; Energia térmica.

ABSTRACT

Wave energy is the energy transferred by the wind over the ocean, in the form of waves, through the interaction between air and water. From this, it is possible to convert the mechanical energy obtained with the movement of waves into electrical energy, without generating pollutants. Although wave energy has been known since the 18th century, due to the costs of maintenance and logistical adaptation of the systems, it is still not widely used. Therefore, this work aims to economically analyze the application of wave energy in offshore oil platforms and

their various known capture systems. For this, the technical and financial specification of the most known models for harnessing wave energy (OWC, PELAMIS, WAVE S. ENERGY) was carried out in comparison with the most recent concerning other energy sources available. This study is a contribution to the knowledge of the energy efficiency of renewable energy about its applicability in installations that are difficult to access, such as the offshore environment. Thus, in this case study, a technical and financial assessment is made of the use of tidal energy in the heating of Pipe-in-Pipe ducts as a measure to control the formation of gas hydrates (fuel ice) in the area of ultra-deep waters, located in the region off the coast of Mexico. As an alternative energy mechanism for direct electrical heating in pipelines wave energy conversion, which is becoming of manufacturing interest due to offshore exploration in the oil industry, is thoroughly explored. A multicriteria matrix is used to determine the most suitable hydrokinetic turbine to meet the project needs, with the Oscillating Surge Wave Converter (RM5) being the technology currently used. Consequently, through the simulation in the System Advisor Model (SAM) software, the operational variables of the turbine with a nominal performance capacity equivalent to the value of 360 kW, with an average power per device that generates a value of 38 kW, relating these two values it is determined that to meet the minimum performance of the turbine an arrangement of 10 devices is required that generates a nominal potential rated at 380 kW. The matrix is determined in five rows and two columns with an annual energy generation or production in the amount of 3,123,090 kWh with a heating potential or system capacity of 4500 kW. Regarding the result of the financial indicators, the Net Present Value (NPV) was estimated at a value of $3,760,608 USD with a total project cost estimated at $70,525,048 USD and a minimum investment in the amount of $15,000 USD. 000 USD, which together with the Benefit-Cost Ratio (RBC) with a value greater than 1 are indicative that the project is socially profitable and, therefore, it is convenient to carry it out, as well as a case study where the authors seek to improve The thermodynamic properties (Thermal Capacity, Caloric Value, Specific Thermal Capacity, Heat of

Vaporization and Enthalpy) of the export gas through peak condensation, highlighting the best competitive values in the market.
Keywords: Wave energy; Pipe-in-pipe; Thermal energy.

1. INTRODUÇÃO

A urgência mundial por energia conquista a atenção de inúmeros cientistas, empresas de múltiplos setores, pesquisadores, entidades regulamentadoras e também do público comum a atentarem e cobrarem pelo uso de energias que não acentuam os problemas climáticos e que possam a vir minimizá-los. (SIMÃO et al, 2015 apud MORAES, p.12). É notório que a grande demanda por energia elétrica aponta para um problema em relação à geração de energia no futuro por conta dos impactos que o meio ambiente é exposto pelo uso dos combustíveis fósseis. Entre as novas fontes de energia renováveis que vêm sendo descobertas e estudadas, estão os sistemas que são capazes de produzir energia elétrica a partir da movimentação dos oceanos (DANTAS, 2015 apud MORAES, p.13). Os oceanos, abrangendo a maior parcela de todos os recursos naturais, abrigam um enorme potencial energético, podendo contribuir significativamente para a crescente necessidade de energia a um nível global (CRUZ E SARMENTO, 2004 apud MORAES, p.13).

As primeiras técnicas foram patenteadas na França em 1799 por Girard & Filho. Em 1973, Leishman & Scobie retrataram meticulosamente como foi o desenvolvimento do primeiro conversor pertencente a uma patente britânica de 1855, quando já haviam 340 patentes registradas (KAWANO 2015 apud MORAES, p.22).

A ação dos ventos na superfície das águas oceânicas é a fonte de energia das ondas, através da fricção entre o vento e a água, os ventos são capazes de transferir uma parte de sua energia para a água, as ondas são formadas pelo deslocamento das camadas superficiais da água. As ondas originadas a partir dos ventos possuem uma quantidade significativa de energia com potencial para ser convertida em eletricidade quando utilizados conversores mecânicos instalados no mar (MONTEIRO, 2009 apud MORAES, p.23).

O insistente esforço no estudo e desenvolvimento, unido com toda a experiência que já foi adquirida ao longo dos anos, constantemente aumentam o desempenho das técnicas de obtenção desse tipo de energia, isso faz com que este recurso esteja cada vez mais próximo da exploração comercial (SILVA; BARBOSA; PAES, 2010 apud MORAES, p.23).

Segundo Rosa (2013), apesar da tecnologia de conversão da energia das ondas em energia elétrica ainda não seja economicamente competitiva com outras tecnologias energéticas existem diversos projetos em diferentes estágios de desenvolvimento, sendo os principais descritos por:

- Coluna de Água Oscilante (do inglês, Oscillating Water Column, OWC). Consiste em dois elementos principais: uma câmara de coleta, que recebe energia das ondas e a transfere para o ar dentro da câmara, e um sistema de tomada de força (PTO), que converte energia pneumática em eletricidade ou alguma outra forma utilizável. A pressão no coletor é pressurizada alternadamente à medida que a coluna de água sobe e diminui à medida que a coluna de água desce. (HEATH, 2012). O movimento das ondas pressuriza/despressuriza o ar dentro da estrutura, forçando-o a passar por uma turbina de ar chamada turbina Wells, que é conectada a um gerador elétrico (ROSA, 2013).
- Pelamis: é um exemplo de sistema de corpo oscilante flutuante amortecido porque é um dispositivo de conversão de energia que extrai energia das oscilações causadas pelo movimento das ondas. (THOMSON, et al, 2018). De acordo com Assis (2010), é uma estrutura semi-submersa composta por vários cilindros horizontais conectados entre si por articulações e dispostos na direção de incidência das ondas, o movimento das articulações ocasionado pelas ondulações é resistido pelo cilindro hidráulico, que bombeia óleo de alta pressão para o motor hidráulico. Motores hidráulicos acionam geradores, e a eletricidade gerada por todas as juntas é transmitida através de um cabo umbilical até um ponto de conexão na parte inferior.

- Wave Dragon: é um dispositivo de flutuação para alto mar, funciona com base no acúmulo de água em reservatórios, cujo nível médio está acima do nível do mar. A água parada é devolvida ao mar pelas turbinas Kaplan de baixa altura que acionam os geradores. O acúmulo de água em reservatórios elevados é criado através do galgamento de rampas inclinadas pelas ondas (ASSIS, 2010).

A finalidade do gerador de energia é fornecer energia elétrica para resistências de aquecimento em dutos *pipe-in-pipe* para prevenir, devido as baixas temperaturas, a formação de hidratos ou precipitação de asfaltenos nas transferências de óleo para a costa (USECHE-NARVAEZ et al. 2022) (Figura 1).

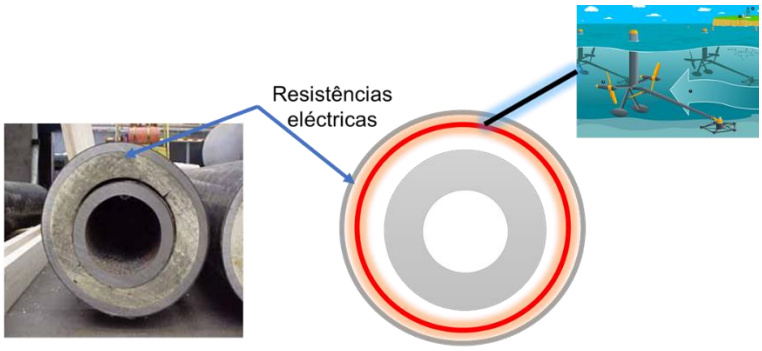


Figura 1 – Esquema de aquecimento do fornecimento energético para dutos *pipe-in-pie.*

2. METODOLOGIA

Utilizando o simulador System Advisor Model (SAM), foram realizadas simulações para o fornecimento do perfil de distribuição de velocidade com a ferramenta do Tidal Resource de acordo com os dados de velocidade da corrente superficial (m/s) e a fração de distribuição de probabilidade para cada velocidade. A soma dos valores desse último deve ser igual a 1 ou (entre 0,995 e 1,005).

Por meio do recurso do software chamado Tidal Energy Converter obtemos a energia líquida do dispositivo em quilowatts (kW) relacionada a velocidade superficial (m/s). Os gráficos da velocidade superficial em relação à

distribuição de probabilidade e potência do dispositivo são mostrados na Figura 2:

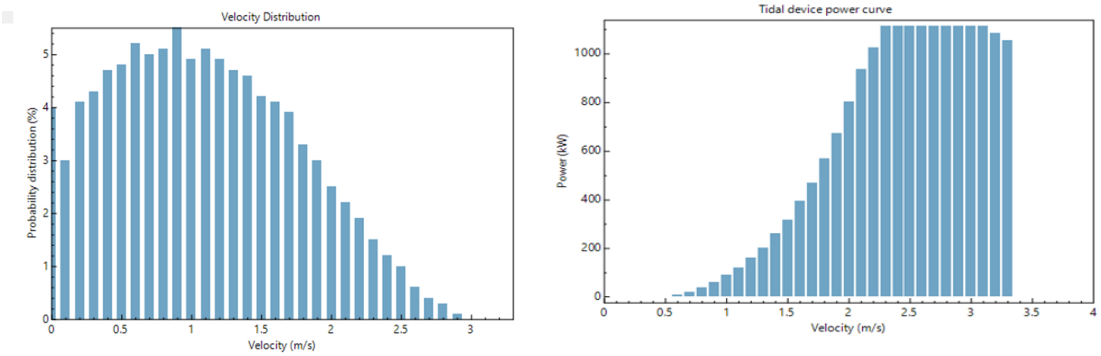


Figura 2 – Velocidade superficial em relação à distribuição de probabilidade e potência do dispositivo

Por meio da ferramenta da Calculadora LCOE foi estimado o custo nivelado de energia (LCOE) de um projeto

$$LCOE = \frac{FCR + TCC + FOC}{AEP} + VOC, \quad (1)$$

no qual são considerados os seguintes parâmetros: Custo de capital (TCC): custos de capital instalado ($); Custo operacional anual fixo (FOC): custos de operação e manutenção ($); Custo operacional variável (VOC): custos de operação e manutenção por unidade de produção anual de eletricidade ($/kWh); Taxa de cobrança fixa (FCR); Produção anual de eletricidade (AEP) em kWh.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Feita a simulação, foi obtida a informação que é exposta nas tabelas 1 e 2. Levando em conta essas métricas foi possível construir a Figura 3. O cálculo do LCOE corresponde a 0,3USD/Kwh, representando um interessante custo-benefício para a operação de aquecimento energético de dutos.

A produção anual de energia atende perfeitamente os requerimentos, devido a que para o aquecimento de linhas nesse tipo de dutos é o equivalente

a 39,988,778 kWh. Tendo um excesso energético que pode ser usado no abastecimento de outro equipamento na operação de produção de óleo. Os valores econômicos foram estimados segundo os últimos relatórios da PEMEX, onde se prevê um incremento considerável da exploração e produção de petróleo, conseguindo assim, orçamento disponível para a sinergia entre as energias renováveis e a indústria do petróleo (LI, Tianyu, 2018.).

Tabela 1 – Produção energética anual do dispositivo

Métrica	**Valor**
Produção anual de energia	50,969,984 kWh
Potência média por dispositivo	250 kW
Capacidade do sistema	27,875 kW
Fator de capacidade	21%
Custo nivelado de energia	NaN

Tabela 2 – Custos econômicos associados ao projeto de engenharia

Categoria	**Custos**	**Custos por capacidade**	**LCOE**
Custo capital	$137,351,714.18	4,927 $/kW	NaN
Custo do dispositivo	$64,397,042.88	2,310 $/kW	NaN
Equilíbrio do custo do sistema	$61,887,836.67	2,220 $/kW	NaN
Custo financeiro	$11,066,834.62	397 $/kW	NaN
Custo de O&M	$5,323,978.38/yr	191 $/kW	0.10 $/kWh

Levando em conta as informações anteriormente mencionadas, pode-se observar na Figura 3, como o pico de geração de energia está quando a velocidade das correntes marítimas atinge 20 m/s; de outro lado, o intervalo de geração energética encontra-se entre 5 m/s e 27 m/s.

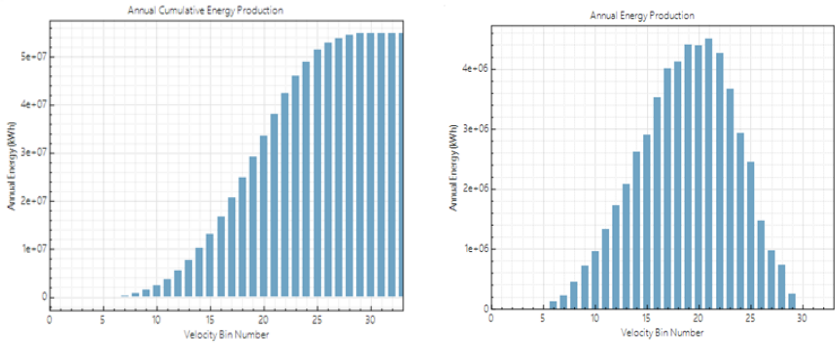


Figura 3 – Produção energética cumulativa (esquerda), produção de energia anual (direita)

Na Figura 3 também pode ser observada a coluna de distribuição de probabilidade para cada velocidade superficial, foi obtido um valor de 1,001 e foi calculado um valor de 1115 kW de potência nominal do dispositivo interpretado como o valor máximo de potência na curva de potência do TEC para a determinação de matrizes de estimativas de custo.

Diante do marco do estudo realizado, é possível identificar que técnica e economicamente o conversor energético ondomotriz é uma solução viável para o aquecimento de dutos *pipe-in-pipe* da costa mexicana, o *Payback* do projeto foi estimado em 4 anos, e dada a pouca variância energética das marés, a rentabilidade do projeto é mantida (NIKOO, Hamid Matin et al., 2020).

É importante também destacar que o projeto simulado também é susceptível de obter bonos de precificação de carbono, o que indica, que além da geração de energia o projeto pode ser financiado a través de investidores governamentais ou financiamento focado na redução de emissões de CO_2 (ASHLEY, Michael J.; JOHNSON, Mark S., 2018) (ROY, Oindrila et al., 2022) (BADGLEY, Grayson et al., 2022).

4. CONCLUSÃO

O uso da energia ondomotriz aponta uma nova fronteira energética no ramo offshore e promete alto custo-benefício atrelado aos diversos modelos com conversão de energia (Pelamis, OMC, wave dragon). Isso foi resultado da

análise econômica com o uso do software System Advisor Model (SAM) através da ferramenta Tidal Resource.

A matriz multicritério utilizada para análise de econômica e de desempenho correspondeu às características de um sistema ondomotriz e de acordo com os perfis de velocidade obtidos, a potência elétrica produzida é proporcional à velocidade da corrente superficial, denotando uma produção de energia que foi superada à quantidade de saídas do sistema. Os custos foram calculados pela ferramenta LCOE presente no mesmo software.

Dessa forma, o projeto de produção de energia pelas marés estudado é considerado atrativo e rentável, de forma a ser uma solução prática a ser utilizada no aquecimento de dutos sanduíche (Pipe in pipe) em linhas offshore de petróleo para a prevenção de hidratos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASHLEY, Michael J.; JOHNSON, Mark S. Establishing a secure, transparent, and autonomous blockchain of custody for renewable energy credits and carbon credits. IEEE Engineering Management Review, v. 46, n. 4, p. 100-102, 2018.

MORAES, L.G. de. Geração de Energia Ondomotriz: Protótipo com Gerador por Indução Magnética. 2019. 48 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2019.

ASSIS, L. BELUCO A. Avaliação e Aproveitamento da Energia de Ondas Oceânicas no Litoral do Rio Grande do Sul. 2010. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2010.

BADGLEY, Grayson et al. Systematic over-crediting in California's forest carbon offsets program. Global Change Biology, v. 28, n. 4, p. 1433-1445, 2022.

USECHE-NARVAEZ, Catalina; MONTES-PÁEZ, Erik Giovany; GUERRERO-MARTIN, Camilo Andrés. Evaluation of the carbon footprint produced by

conventional artificial lift systems in a Colombian field. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 208, p. 108865, 2022.

HEATH, T. V. A Review of Oscillating Water Columns. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, vol. 370, no 1959, janeiro de 2012.

ROSA, P. Modelagem Dinâmica e Otimização de Sistema de Conversão de Energia das Ondas em Energia Elétrica. Tese de doutorado (Engenharia Oceânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

NIKOO, Hamid Matin; BI, Kaiming; HAO, Hong. Textured pipe-in-pipe system: A compound passive technique for vortex-induced vibration control. Applied Ocean Research, v. 95, p. 102044, 2020.

ROY, Oindrila et al. Assessment of land use systems for CO2 sequestration, carbon credit potential, and income security in Vindhyan region, India. Land Degradation & Development, v. 33, n. 4, p. 670-682, 2022.

THOMSON, R. Camilla, et al. An LCA of the Pelamis Wave Energy Converter. The International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 24, no 1, janeiro de 2019.

LI, TIANYU. On the formulation of a finite element method for the general pipe-in-pipe structure system: Impact buckling analysis. International Journal of Mechanical Sciences, v. 135, p. 72-100, 2018.

AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA E AMBIENTAL DE BIOCOMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS

Lucas Cesilla de Souza[1]; Joaquim Eugênio Abel Seabra[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

O transporte marítimo internacional é um componente essencial da economia global e contribui com cerca de 2 a 3% das emissões mundiais de gases de efeito estufa (GEE). Em 2018, a Organização Marítima Internacional estabeleceu metas para reduzir as emissões totais anuais de GEE e têm restringido os limites de emissões de SO_x e NO_x das embarcações. Neste contexto, os biocombustíveis são uma alternativa para atingir as metas propostas. Desse modo, este trabalho comparou o desempenho ambiental do ciclo de vida e o desempenho técnico-econômico de um navio graneleiro alternativo, consumindo diferentes biocombustíveis potencialmente produzidos no Brasil, com um navio referência, consumindo óleo bunker fóssil de baixo teor de enxofre (LSFO). A avaliação do ciclo de vida foi modelada para o contexto brasileiro com uma abordagem do poço à hélice. A avaliação técnico-econômica, por sua vez, estimou o preço mínimo de venda dos biocombustíveis (PMVC). Do ponto de vista ambiental, todos os biocombustíveis apresentaram redução das emissões de GEE por t.km. Os resultados mostraram que a melhor performance ambiental dos biocombustíveis 1G, em termos de emissão de GEE, pode ser reduzida ou até mesmo anulada comparado ao LSFO para diferentes cenários de mudança no uso da terra. Do ponto de vista econômico, todos os biocombustíveis apresentaram um maior PMVC em relação ao LSFO. Os resultados do estudo têm indicado para o potencial dos biocombustíveis produzidos no Brasil de reduzir a pegada de carbono das embarcações. De todo modo, os altos valores de PMVC apontam para os desafios econômicos associados à transição energética do setor.

Palavras-chave: Biocombustíveis marítimos; Avaliação de Ciclo de vida; Avaliação técnico-econômica.

ABSTRACT

International shipping is an essential component of the global economy and contributes around 2-3% of the world's greenhouse gas (GHG) emissions. In 2018, the International Maritime Organization set targets to reduce total annual greenhouse gases emissions and has also been restricting the limits of SO_x and NO_x emissions from ships. In this context, biofuels are an alternative to meet these targets. This work compared the life cycle environmental performance and the technoeconomic performance for an alternative bulkcarrier, powered by different biofuels potentially produced in Brazil, with a conventional ship, powered by low-sulfur fuel oil (LSFO). The life cycle assessment was carried out in the Brazilian context using the well-to-propeller approach and the technoeconomic assessment estimated the minimum fuel selling price (PMVC) of biofuels. From an environmental point of view, all biofuels presented reductions in GHG emissions per t.km. The results showed that, depending on the land use change scenario, the better environmental performance of 1G biofuels, in terms of GHG emissions, can be reduced or even nullified compared to LSFO emissions. From an economic perspective, all biofuels showed higher PMVC compared to LSFO. The results show the potential of the biofuels, potentially produced in Brazil, to reduce ship's carbon footprint. On the other hand, the high PMVC values exemplify the challenges associated with the energy transition of the maritime sector.

Keywords: Marine biofuels, Life Cycle Assessment, Technoeconomic Assessment.

1. INTRODUÇÃO

Desde os primórdios da civilização, o transporte marítimo é um meio eficaz de transporte de cargas de longas distâncias. Atualmente, o setor

movimenta cerca de 80% (em volume) do comércio internacional e consome mais de 330 milhões de toneladas de combustíveis fósseis ao ano, contribuindo com cerca de 2-3% das emissões mundiais de CO_2 e sendo uma importante fonte de emissão mundial de SO_x e de NO_x (HSIEH; FELBY, 2017).

Neste contexto, a Organização Marítima Internacional (IMO), que é o órgão regulador do setor, passou a adotar metas de redução das emissões de GEE, SO_x e de NO_x. Neste sentido, os biocombustíveis têm um papel importante para a transição energética do setor, sendo o Brasil um dos potenciais fornecedores.

Ainda assim, há poucos estudos que abordam a aplicação dos biocombustíveis marítimos potencialmente produzidos no Brasil. Nesta ótica, há estudos que abordam aspectos técnicos e de adaptabilidade do uso de diferentes combustíveis nas embarcações (CARVALHO et al., 2021b; WEI, 2021). Do ponto de vista técnico-econômico e ambiental há estudos que avaliam o custo mínimo de venda e as emissões de GEE no ciclo de vida para a produção de diferentes biocombustíveis potencialmente produzidos no país (CARVALHO et al., 2021a; SCHAEFFER et al., 2020; TANZER et al., 2019).

Dentre as diferentes opções, os biocombustíveis destilados como o óleo vegetal hidrotratado (HVO) e o óleo de pirólise hidrotratado (HDPO) são algumas das opções mais promissoras, dada sua alta densidade energética e sua compatibilidade com a infraestrutura existente (CARVALHO et al., 2021b).

Para o médio-longo prazo, a amônia (NH_3) e o metanol, têm ganhado grande atenção no contexto internacional (DNVGL, 2021). Em ambos os casos é possível a produção tanto a partir do hidrogênio oriundo da eletrólise da água como oriundo da biomassa, garantindo uma maior flexibilidade produtiva a partir de diferentes cadeias de suprimento. Para o metanol já há estudos avaliando o seu desempenho técnico-econômico e ambiental a partir da produção de biomassas (biometanol) no contexto brasileiro (SCHAEFFER et al., 2020). Por outro lado, para o caso da amônia produzida a partir do hidrogênio oriundo da

biomassa se observa uma lacuna para as discussões a respeito do seu uso em embarcações, uma alternativa que pode ser de interesse para o Brasil.

O etanol (EtOH), por sua vez, também é um biocombustível de interesse, mas que apresenta limitações em aplicações marítimas. Ainda assim, seu estudo é particularmente interessante para o Brasil, dada a capacidade de produção existente no país e os potenciais riscos associados à redução de demanda por conta da eletrificação da frota de veículos leves no longo prazo. Adicionalmente, a possibilidade do uso em pilhas a combustível nas embarcações é uma rota tecnológica de interesse, com a possibilidade de redução das emissões nocivas na etapa de operação dos navios (CARVALHO et al., 2021b).

De modo geral, observa-se a necessidade de se ampliar a análise tecnoeconômica e ambiental para diferentes biocombustíveis potencialmente produzidos no Brasil, estimando os diferentes impactos ambientais potenciais no ciclo de vida, bem como os custos de produção e os impactos nos custos de frete para o operador da embarcação.

2. OBJETIVOS

Este trabalho teve como objetivo principal avaliar as emissões de GEE, por meio da Avaliação do Ciclo de vida (ACV), e o desempenho técnico-econômico do transporte de cargas de um novo navio graneleiro, equipado com motor a combustão interna 2 tempos (MCI-2T) ou com pilha a combustível de óxido sólido (SOFC), consumindo diferentes combustíveis potencialmente produzidos no Brasil. As rotas tecnológicas analisadas foram:

(i) LSFO/MCI: Óleo bunker de baixo teor de enxofre fóssil (LSFO) em MCI-2T ciclo diesel (caso referência);

(ii) S-HVO/MCI e P-HVO/MCI: Óleo vegetal hidrotratado (HVO) produzido, respectivamente, a partir do óleo de soja e de palma em MCI-2T ciclo diesel;

(iii) EC-HDPO/MCI e SC-HDPO/MCI: Óleo de pirólise hidrotratado (HDPO) produzido, respectivamente, a partir da pirólise rápida de palha de cana e de resíduos florestais de eucalipto em MCI-2T ciclo diesel;

(iv) EC-NH_3/MCI e SC-NH_3/MCI: Amônia produzida, respectivamente, a partir do H_2 oriundo da gaseificação de palha de cana e de resíduos florestais de eucalipto em MCI-2T ciclo Otto;

(v) EC-NH_3/SOFC, SC-NH_3/SOFC e EtOH/SOFC: Amônia e etanol de cana de açúcar (EtOH) em pilha SOFC;

Os resultados da ACV pretendem contribuir para a identificação das emissões de GEE no ciclo de vida dos biocombustíveis e compará-los com o caso referência. Os resultados da avaliação tecnoeconômica, por sua vez, objetivaram estimar os impactos econômicos para o operador final das embarcações em termos do preço mínimo de venda dos combustíveis (PMVC) nos portos.

3. METODOLOGIA

O esquemático geral da metodologia empregada neste estudo é expresso na Figura 1 em que, a partir da elaboração do inventário de ciclo de vida (ICV), foi possível calcular as emissões de GEE no ciclo de vida, bem como construir a estrutura de custos para produção dos biocombustíveis, possibilitando estimar o PMVC de cada rota tecnológica.

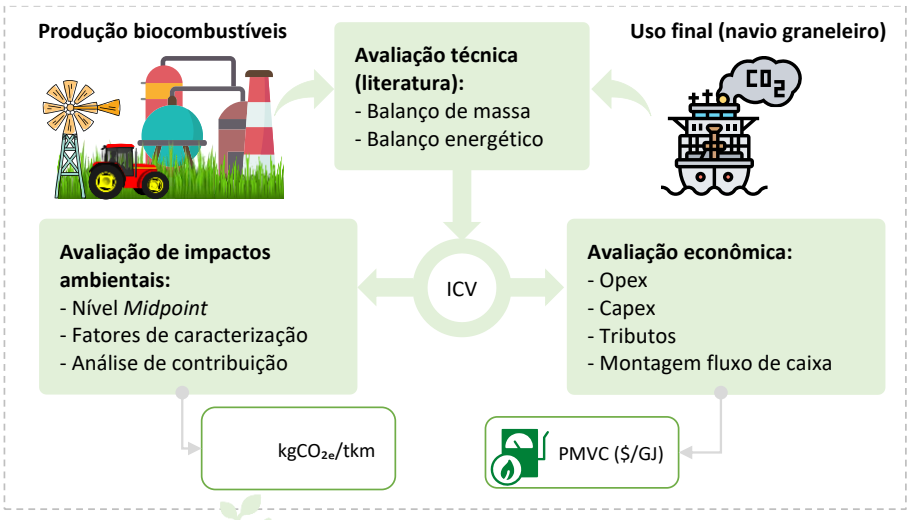


Figura 1 – Diagrama da metodologia empregada no estudo

3.1 Avaliação técnico-econômica

Conforme esquematizado na Figura 2, a avaliação técnico-econômica foi subdivida em duas etapas: (i) Cálculo dos custos mínimos de venda dos combustíveis (CMVC) e (ii) Preço mínimo de venda nos portos (PMVC).

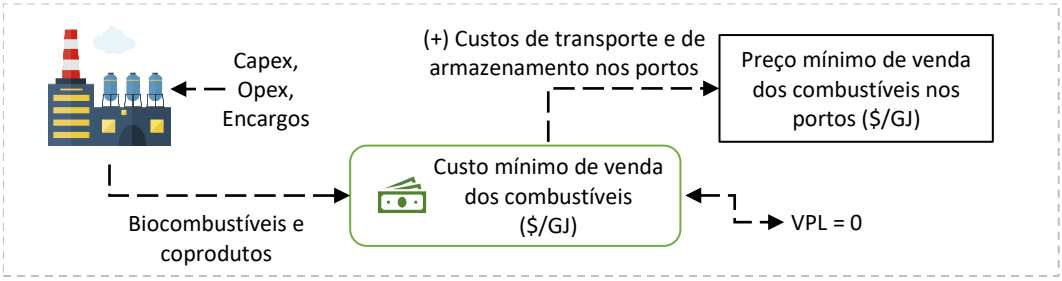


Figura 2 – Esquemático da análise técnico-econômica empregada

Os custos mínimos (ou nivelados) foram calculados como o menor valor de venda dos combustíveis ou do serviço de frete que retorna um valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa (FC) igual a zero. O cálculo foi feito conforme Equação 1, considerando os custos de capital (CapEx), operacional (OpEx), as taxas, os tributos, bem como a receita proveniente da venda dos coprodutos para toda a vida útil do empreendimento (T) e para uma taxa de desconto (i). A moeda referência utilizada nos cálculos foi o dólar ($) de 2019.

$$\boldsymbol{VPL} = \sum_{\boldsymbol{t=0}}^{\boldsymbol{T}} \frac{\boldsymbol{FC_t}}{\boldsymbol{(1+i)^t}} \quad (1)$$

Tabela 1 – Parâmetros econômicos das biorrefinarias

Parâmetros[i]	Und.[ii]	Valor
Vida útil das plantas	anos	25
Fator de Capacidade Anual	-	0,80/0,85/0,90
Custos diretos e indiretos	%TPEC	273%
Custos de início de operação	%TPC	6,00%
Fator de localização Brasil	%TPC	25,00%
Capital de giro (*working capital*)	%FCI	5,00%
Custo da terra	%TPEC	6,00%
Taxa de desconto (planta HVO)	-	13%
Taxa de desconto (demais plantas)	-	16%
Custos operacionais/encargos		
Óleo de soja	USD/t	852,4
Óleo de palma	USD/t	763,6
Palha de cana	USD/t (bs)	20,3
Resíduos florestais de eucalipto	USD/t (bs)	25,0
Encargos sobre Lucro real	-	34%
Salário médio por funcionário	USD	36.431
Manutenção	%TCI	3,00%
Taxas e seguros	%TCI	0,70%

[i] Fator de capacidade anual: 0,90 para o HVO, 0,80 para a palha de cana e 0,85 para os resíduos florestais de eucalipto (CARVALHO et al., 2021a); Custos diretos, indiretos e de início de operação: (JONES et al., 2009); Fator de localização: (TANZER et al., 2019); Capital de giro: (DUTTA et al., 2018); taxas de desconto: assumido; Custo óleo de soja e palma: (INDEXMUNDI, 2021); Custo de resíduos: palha (SUCRE, 2020) e resíduos florestais de eucalipto (CARVALHO et al., 2021a); Salário médio por funcionário: Valores calculados a partir do total de salários, retiradas e outras remunerações (em R$) em plantas químicas no Brasil (IBGE, 2020).; Manutenção e taxas e seguros: (DUTTA et al., 2018);

[ii] Custo total da compra dos equipamentos (TPEC – *Total Purchase Equipment Cost*); Custos total da planta (TPC - *Total Plant Cost*); Investimento de Capital Depreciável (DCI – *Depreciable Capital Investment*); Capital Fixo Investido (FCI – *Fixed Capital Investment*); bs – base seca; USD – dólares americanos.

3.2 Avaliação de Ciclo de Vida

A Tabela 2 apresenta um resumo dos principais aspectos associados ao objetivo e escopo do estudo de ACV.

Tabela 2 – Objetivo e escopo do estudo de ACV

Fronteiras do sistema e sistema de produto	Abordagem do poço à hélice. Para uso final, o estudo fez distinção das operações do navio próximo à costa e em mar aberto. Para biocombustíveis 1G consideraram-se os impactos da mudança direta do uso da terra (NOVAES et al., 2017). Para os bens de capital, consideraram-se os impactos da construção dos navios, do sistema de potência, dos sistemas auxiliares e das unidades industriais.
Escopo geográfico	Cana de açúcar e palha: Cultivo e colheita no estado de São Paulo (CAPAZ et al., 2021); Combustíveis fósseis: Extração de petróleo nacional e refino na REPLAN; Cachos e óleo de palma: Cultivo e produção no estado do Pará (CAPAZ et al., 2021); Grãos e óleo de soja: Cultivo e produção no estado de Mato Grosso (CAPAZ et al., 2021; MATSUURA; PICOLI, 2018); Resíduos florestais de eucalipto: Colheita no estado de São Paulo (NOGUEIRA et al., 2021); Plantas de processamento de biocombustíveis: Estado de São Paulo; Uso final: Abastecimento das embarcações no porto de Santos.
Escopo Temporal	2011 - 2019
Unidade Funcional	1 t.km (tonelada-quilometro)
Método de AICV	ReCiPe 2016 *Midpoint* (H)
Abordagem	Abordagem atribucional
Escopo tecnológico	Transporte de carga em um navio tipo graneleiro (Panamax) de 76.000 dwt, com potência instalada de cerca de 10 MW, utilizando: (a) Motor de combustão interna 2 tempos ciclo diesel consumindo: (i) óleo bunker de baixo enxofre; (ii) óleo vegetal hidrotratado (HVO) produzido a partir de soja e palma; (iii) óleo de pirólise hidrotratado (HDPO) produzido a partir de palha de cana e de resíduos florestais de eucalipto. (b) Motor de combustão interna 2 tempos ciclo Otto consumindo: (i) Amônia produzido a partir de palha de cana e de resíduos florestais de eucalipto.

	(c) Pilha a combustível de óxido sólido (SOFC) consumindo hidrogênio a partir: (i) de amônia produzida a partir de resíduo de cana e eucalipto. (ii) da reforma *on-board* de etanol de cana de açúcar (1G).
Alocação	Alocação em base energética
Categorias de impacto ambiental	Mudanças climáticas;

4. RESULTADOS

A Figura 3 ilustra os resultados de AICV para a categoria de Aquecimento Global sem a mudança direta no uso da terra.

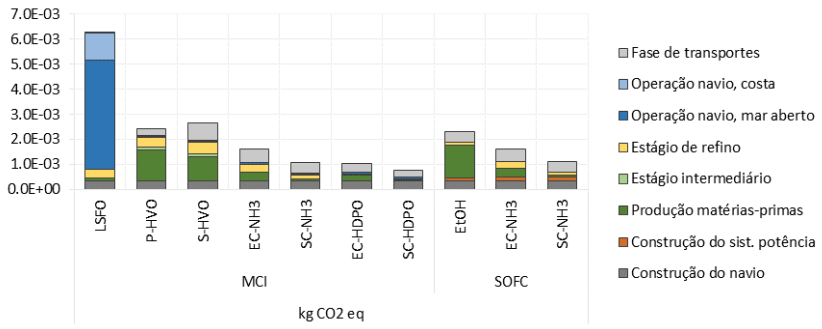


Figura 3 – AICV (UF:1 t.km) para categoria de Aquecimento Global

Foi possível observar uma redução dos impactos associados aos biocombustíveis comparados ao caso referência (LSFO/MCI). Para as rotas de biocombustíveis 1G foi identificada uma contribuição relevante da etapa de produção das biomassas, principalmente associados à emissão de N_2O dos fertilizantes nitrogenados. A combustão de diesel no maquinário agrícola utilizado na produção e colheita das biomassas também foi outro impacto relevante. Em relação aos resíduos florestais de eucalipto, a palha de cana apresentou um menor consumo de diesel por tonelada de biomassa colhida e, consequentemente, menores emissões de GEE na etapa agrícola.

A Figura 4 apresenta os resultados de AICV para os biocombustíveis 1G considerando diferentes cenários de mudança direta no uso da terra (dLUC)

comparado ao patamar de emissão do caso referência. Foi possível observar que, a depender do cenário, o benefício ambiental em termos de emissão de GEE pode ser reduzido significativamente e até mesmo anulado, como no caso da expansão da cultura de soja sobre áreas de pastagens e culturas perenes. Também há oportunidades de remoção de CO_2, como exemplificado para o caso da expansão da cultura de palma sobre áreas de pastagens e culturas anuais.

Os resultados obtidos de Preço Mínimo de Venda dos combustíveis nos portos (PMVC) são apresentados na

Figura 5. Para o HVO, os custos com a matéria-prima (óleo vegetal) apresentaram uma maior contribuição na formação do preço. Já para os biocombustíveis 2G, a maior contribuição foi proveniente dos custos de capital da planta.

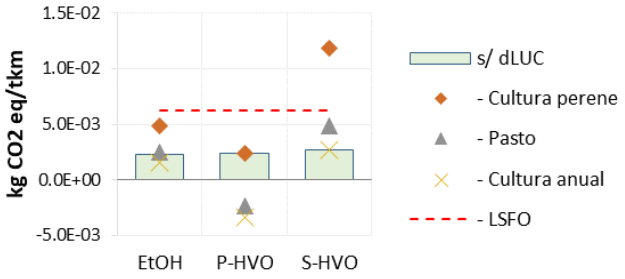


Figura 4 – AICV (UF:1t.km) para categoria de Aquecimento global considerando diferentes cenários de mudança direta no uso da terra (dLUC)

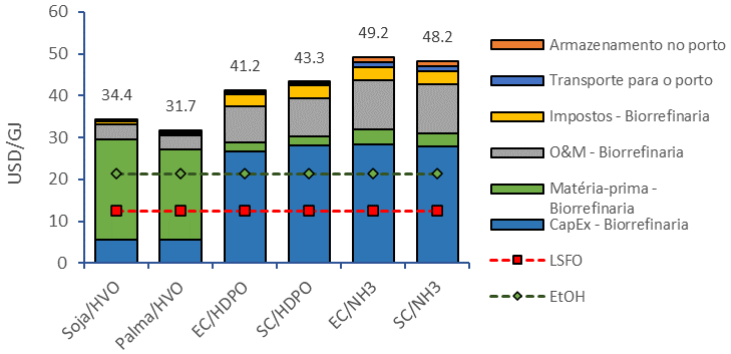


Figura 5 – Valores de PMVC, da biorefinaria ao porto. LSFO – Preço de mercado no porto de Santos (SHIP & BUNKER, 2021); Etanol – Preço de mercado (CEPEA/USP, 2021)

5. CONCLUSÃO

O estudo avaliou a performance ambiental e técnico-econômica de diferentes biocombustíveis marítimos potencialmente produzidos no Brasil. Os resultados da ACV apontaram para um potencial de redução das emissões de GEE por t.km de todos os biocombustíveis em relação ao caso referência. Contudo, do ponto de vista econômico, todos os biocombustíveis apresentaram um PMVC maior do que o preço de mercado do LSFO, exemplificando também os desafios econômicos associados à transição energética do setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAPAZ, R. S. et al. The carbon footprint of alternative jet fuels produced in Brazil: exploring different approaches. Resources, Conservation and Recycling, v. 166, p. 105260, 1 mar. 2021.

CARVALHO, F. et al. Biofuels for Maritime Transportation: A Spatial, Techno-Economic, and Logistic Analysis in Brazil, Europe, South Africa, and the USA. Energies, v. 14, n. 16, p. 4980, jan. 2021a.

CARVALHO, F. et al. Prospects for carbon-neutral maritime fuels production in Brazil. Journal of Cleaner Production, v. 326, p. 129385, 1 dez. 2021b.

CEPEA/USP. Ethanol - Center for Advanced Studies on Applied Economics. Desenvolvimento de Sites. Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/en/indicator/ethanol.aspx>. Acesso em: 24 ago. 2021.

DNVGL. Maritime Forecast to 2050 - Energy Transition Outlook 2021, 2021.

DUTTA, A. et al. Ex Situ Catalytic Fast Pyrolysis of Lignocellulosic Biomass to Hydrocarbon Fuels: 2018 State of Technology and Future Research. Renewable Energy, p. 43, 2018.

HSIEH, C.; FELBY, C. Biofuels for the marine shipping sector | IEA Bioenergy. [s.l.] International Energy Agency, 2017. Disponível em: <https://www.ieabioenergy.com/publications/biofuels-for-the-marine-shipping-sector/>. Acesso em: 6 set. 2020.

IBGE. Pesquisa Industrial Anual - Empresa - PIA-EMPRESA 2019. Disponível em: <https://metadados.ibge.gov.br/consulta/estatisticos/operacoes-estatisticas/PK>. Acesso em: 13 ago. 2021.

INDEXMUNDI. Soybean Oil - Monthly Price - Commodity Prices - Price Charts, Data, and News - IndexMundi. Disponível em: <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=soybean-oil&months=120>. Acesso em: 16 ago. 2021.

JONES, S. et al. Production of Gasoline and Diesel from Biomass via Fast Pyrolysis, Hydrotreating and Hydrocracking: A Design Case. p. 76, 2009.

MATSUURA, M.; PICOLI, J. Life Cycle Inventories of Agriculture, Forestry and Animal Husbandry -Brazil. [s.l: s.n.].

NOGUEIRA, G. P. et al. Are eucalyptus harvest residues a truly burden-free biomass source for bioenergy? A deeper look into biorefinery process design and Life Cycle Assessment. Journal of Cleaner Production, v. 299, p. 126956, 25 maio 2021.

NOVAES, R. M. L. et al. Estimating 20-year land-use change and derived CO2 emissions associated with crops, pasture and forestry in Brazil and each of its 27 states. Global Change Biology, v. 23, n. 9, p. 3716–3728, 2017.

SCHAEFFER, R. et al. PROSPECTS FOR CARBON-NEUTRAL MARITIME FUEL PRODUCTION IN BRAZIL. EXECUTIVE SUMMARY - FINAL REPORT. Rio de Janeiro, RJ: COPPE & CENERGIA, nov. 2020. Disponível em: <https://59de6b5d-88bf-463a-bc1c-d07bfd5afa7e.filesusr.com/ugd/d19c5c_91bc84b55c804b35bc73c56aef3e4c45.pdf>. Acesso em: 19 jan. 2021.

SHIP & BUNKER. Santos Bunker Prices. Disponível em: <https://shipandbunker.com/prices/am/samatl/br-ssz-santos>. Acesso em: 24 ago. 2021.

SUCRE. SUCRE Project -Final-Report. Campinas: Brazilian Biorenewables National Laboratory (LNBR), 2020. Disponível em: <https://lnbr.cnpem.br/wp-content/uploads/2020/07/SUCRE-Project-Final-Report.pdf>. Acesso em: 16 ago. 2021.

TANZER, S. E. et al. Lignocellulosic marine biofuel: Technoeconomic and environmental assessment for production in Brazil and Sweden. Journal of Cleaner Production, v. 239, p. 117845, 1 dez. 2019.

WEI, H. K. ANÁLISE COMPARATIVA DO PORTO AO NAVIO DE COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS PARA TRANSPORTE MARÍTIMO. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2021.

AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA E AMBIENTAL DA CAPTURA DO CO2 NO SETOR SUCROALCOOLEIRO

João Maraccini[1]; Joaquim Eugênio Abel Seabra[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

Este trabalho apresenta uma avaliação técnico-econômica e ambiental da captura de CO_2 em uma destilaria autônoma de etanol de cana-de-açúcar típica do setor sucroalcooleiro brasileiro, considerando os cenários: convencional, BECCS I – captura da fermentação – e BECCS II – captura da fermentação e combustão de bagaço (pós-combustão). A metodologia consistiu em simular os sistemas, estimar o efeito da captura de CO_2 no desempenho ambiental do etanol, isto é, nas emissões de GEE do seu ciclo de vida, pelo cálculo da NEEA (Nota de Eficiência Energético-Ambiental) utilizando a RenovaCalc, estimar os custos anuais necessários para a implementação da captura e calcular os preços de breakeven do CBIO que tornariam o investimento atrativo. Os resultados apontaram, para BECCS I, a captura de 22,2% do CO_2 total emitido pela destilaria, com 7% de penalidade da energia elétrica excedente, 80% de aumento da NEEA e geração de CBIOs, e um preço de R$ 44,1/CBIO. Para BECCS II, 52% do CO_2, 35% de penalidade energética, 160% de aumento da NEEA e geração de CBIOs, e R$ 212/CBIO. Comparando estes com os preços de mercado, R$ 43,66/CBIO (2020) e R$29,75/CBIO (até agosto de 2021), conclui-se que apenas a captura do CO_2 da fermentação está próxima de se tornar economicamente atrativa, porém, é atualmente inviável. No aspecto ambiental, a implementação de BECCS no setor sucroalcooleiro demonstrou-se altamente positiva e relevante na captura de carbono.

Palavras-chave: BECCS; Cana-de-açúcar; CBIO; Etanol.

ABSTRACT

This paper presents a technical-economic and environmental assessment of CO_2 capture in an autonomous sugarcane ethanol distillery typical of the Brazilian sugar and ethanol sector, considering the following scenarios: conventional, BECCS I – capture from fermentation – and BECCS II – capture from fermentation and combustion of bagasse (post-combustion). The methodology consisted of simulating the systems, estimating the effect of CO_2 capture on the environmental performance of ethanol, that is, on the GHG emissions of its life cycle, by calculating the NEEA (Energy & Environment Efficiency Score) using RenovaCalc, estimate the annual costs necessary for the implementation of capture and calculate the CBIO breakeven prices that would make the investment attractive. The results showed, for BECCS I, the capture of 22.2% of the total CO_2 emitted by the distillery, with a 7% penalty for exportable electricity, 80% increase in NEEA and generation of CBIOs, and a price of R$ 44.1/ CBIO. For BECCS II, 52% of the total CO_2, 35% energy penalty, 160% increase in NEEA and generation of CBIOs, and R$212/CBIO. Comparing these with market prices, R$43.66/CBIO (2020) and R$29.75/CBIO (until August 2021), it is concluded that only capturing CO_2 from fermentation is close to becoming economically attractive, however, it is currently unfeasible. In the environmental aspect, the implementation of BECCS in the sugar and ethanol sector proved to be highly positive and relevant in terms of carbon capture.

Keywords: BECCS; CBIO; Ethanol; Sugarcane.

1. INTRODUÇÃO

Para limitar o aquecimento global a 1,5°C ou 2°C até 2100, a remoção de CO_2 da atmosfera é fundamental. Para tanto, é necessária a implementação em larga escala de CCS (captura e armazenamento de carbono) e BECCS (bioenergia com captura e armazenamento de carbono), sendo esta capaz de gerar emissões negativas de CO_2 (IEA, 2016, IPCC, 2014, 2018). Assim, considerando a vocação brasileira na produção de etanol de cana-de-açúcar e os mecanismos de mercado introduzidos pelo RenovaBio (Política Nacional de

Biocombustíveis) (BRASIL, 2017, MME, 2017), bem como o potencial da utilização de BECCS no Brasil associado à produção de etanol de cana para o alcance das metas de mitigação de emissões (MOREIRA, 2016), o objetivo deste trabalho foi avaliar o efeito da captura de CO_2 no desempenho ambiental do etanol de cana-de-açúcar e estimar o preço do CBIO (Crédito de Descarbonização) que tornaria a implementação de BECCS no setor sucroalcooleiro economicamente viável.

2. METODOLOGIA

A avaliação da captura do CO_2 em uma destilaria autônoma de etanol de cana-de-açúcar foi realizada para três cenários: convencional (sem captura), BECCS I – captura de CO_2 da fermentação – e BECCS II – captura de CO_2 da fermentação e combustão do bagaço. No terceiro, foi considerada somente a tecnologia de captura pós-combustão por absorção, utilizando monoetanolamina (MEA) como solvente. A metodologia foi dividida em três blocos: avaliação técnica, avaliação ambiental e avaliação econômica. No escopo deste estudo, a avaliação se limita à fronteira da usina, ou seja, não são considerados a logística e o armazenamento final do CO_2.

2.1 Avaliação técnica da usina e captura de CO_2

Na avaliação técnica, foram obtidos os parâmetros técnicos de desempenho da destilaria autônoma de referência e dos sistemas de captura em três etapas: modelagem e simulação da destilaria, modelagem e simulação dos sistemas de captura de CO_2, e balanço de energia e CO_2 dos três cenários. Os principais parâmetros utilizados para a usina de referência estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Principais parâmetros da usina de referência

Parâmetro	Valor
Capacidade de processamento de cana por safra (4000 horas) [Mt]	4
Consumos específicos de energia	
Consumo de vapor (processo industrial) (saturado a 2,5 bar) [kg/tc]	500
Consumo de energia elétrica [kWh/tc]	30
Consumo de bagaço [kg/tc]	280
Sistema de cogeração	
Pressão de vapor na saída da caldeira [bar]	68
Temperatura de vapor na saída da caldeira [°C]	480

2.1.1 – Modelagem e simulação da destilaria

Para a destilaria, foi desenvolvido um modelo de simulação utilizando os softwares Cycle-Tempo e EES (Engineering Equation Solver) e parâmetros da literatura (DIAS *et al*., 2011, GUERRA *et al*., 2014, RESTREPO-VALENCIA, 2018, SEABRA, 2018). O modelo consistiu em um ciclo de cogeração constituído de um ciclo de potência a vapor regenerativo com um desaerador, dois aquecedores de água de alimentação fechados, um modelo de caldeira e um modelo do processo industrial da destilaria (que consome vapor). O modelo da caldeira é composto, basicamente, por um combustor e um trocador de calor, e foi utilizado para calcular a vazão do CO_2 produzido. No combustor, foram inseridos os parâmetros referentes às entradas de bagaço de cana, incluindo sua umidade e composição elementar em base úmida e ar. O modelo do ciclo de cogeração e a relação de equipamentos utilizados estão apresentados na Figura 1 e Tabela 2, respectivamente.

Tabela 2 – Relação de equipamentos do modelo do ciclo de cogeração da destilaria

Número	Equipamento
1, 16, 17, 18, 19, 20, 21	Caldeira (1 - entrada de bagaço, 16 e 17 - entrada da caldeira, 18 - entrada de ar, 19 - combustor, 20 - trocador de calor, 21 - saída dos gases de combustão)
2	Turbina de condensação com extração
3	Condensador
4, 6 e 13	Bombas
5	Desaerador
7 e 12	Separador/misturador
8 e 10	*Sink* e *source* - Processo industrial
9	*Sink*/*source* - Sistema de resfriamento
11 e 14	Aquecedores fechados
15	*Sink*/*source* - Purgador

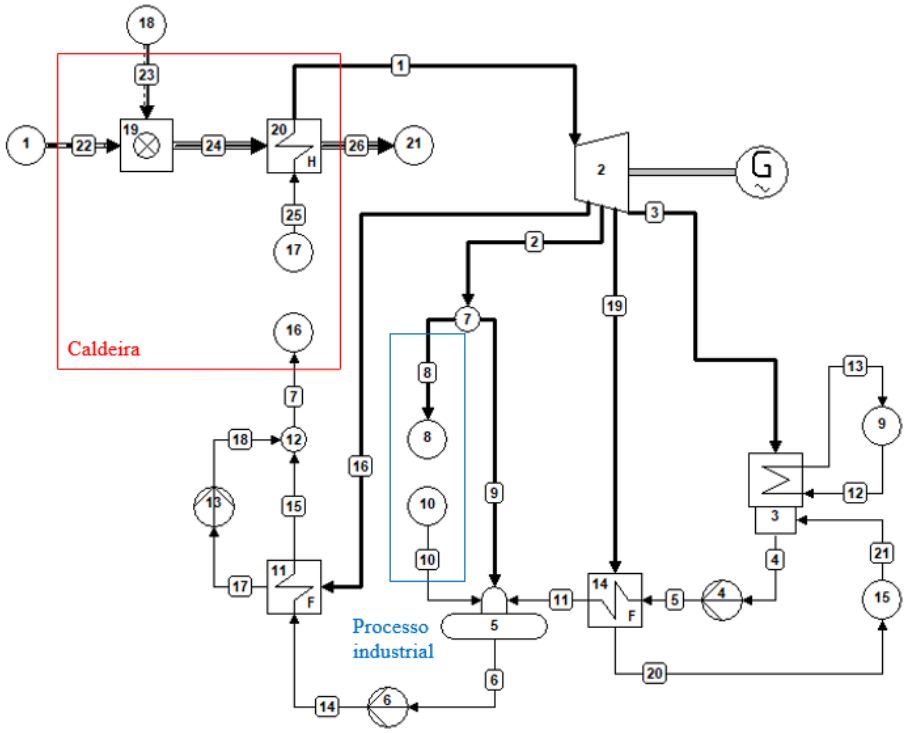


Figura 1 – Modelo do ciclo de cogeração da destilaria

2.1.2 – Modelagem e simulação da captura de CO_2

Para os sistemas de captura de CO_2, foi desenvolvido um modelo no software EES com base na tecnologia de compressão estagiada com inter-resfriamento e bombeamento com liquefação supercrítica seguindo parâmetros da literatura (WITKOWSKI; MAJKUT, 2012). A captura do CO_2 da fermentação consistiu, basicamente, na compressão da corrente de CO_2 – considerada pura – produzida neste processo. A produção de CO_2 foi calculada com base na produção de etanol na proporção aproximada de 1:1. Na captura pós-combustão, foi necessário realizar um processo iterativo no modelo da destilaria para estimar a vazão de vapor disponível para o tratamento dos gases de combustão e, então, calcular a vazão de CO_2 passível de ser capturada apenas com a energia térmica gerada pela combustão do bagaço (RESTREPO-VALENCIA, 2018). Também foi considerado o consumo de energia elétrica pelo tratamento dos gases de combustão. O modelo da compressão de CO_2, ilustrado no Cycle-Tempo, e a relação de equipamentos utilizados estão apresentados na Figura 2 e Tabela 3, respectivamente.

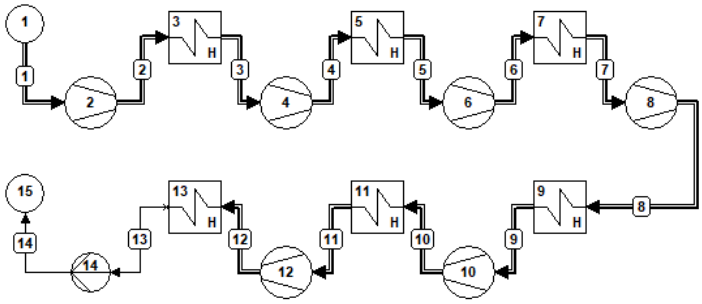


Figura 2 – Modelo do processo de compressão estagiada de CO_2 com inter-resfriamento e bombeamento com liquefação supercrítica

Tabela 3 – Relação de equipamentos do modelo de compressão de CO_2

Número	Equipamento
1	*Source* - Entrada do CO_2 (estado gasoso)
2, 4, 6, 8, 10 e 12	Compressorres
14	Bomba
3, 5, 7, 9, 11, 13	Trocadores de calor
15	*Sink* – Saída do CO_2 (estado supercrítico)

2.1.2 – Balanço de energia e CO_2

Como última etapa da avaliação técnica, foram compilados os resultados do balanço energético da usina e dos sistemas de captura e os resultados do balanço de CO_2.

2.2 Avaliação ambiental

Para avaliar o efeito da captura do CO_2 sobre as emissões de GEE no ciclo de vida do etanol – neste caso, considerado 100% de etanol hidratado – da usina de referência, foram estimadas sua Intensidade de Carbono e Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) – diferença entre a Intensidade de Carbono da gasolina (substituto equivalente) e a do etanol –, em gCO_2eq/MJ, utilizando a ferramenta RenovaCalc do programa RenovaBio. Para isto, foram implementados na ferramenta parâmetros e resultados das simulações e do estágio de produção agrícola da cana-de-açúcar disponíveis na literatura (CAVALETT et al., 2013), incluindo corretivos, fertilizantes, combustíveis, eletricidade, entre outros. E como a versão atual da RenovaCalc não considera as tecnologias CCS, a contribuição do processo de captura do CO_2 foi adicionada separadamente à NEEA. Além disso, foi avaliado se a contribuição da captura é maior que a Intensidade de Carbono do etanol, isto é, se há emissões negativas. Em caso positivo, o programa RenovaBio prevê um bônus de 20% à NEEA do combustível (BRASIL, 2017).

2.2 Avaliação econômica

A avaliação econômica consistiu em confrontar o custo anual equivalente necessário para a captura de CO_2 com o preço do CBIO que tornaria o investimento atrativo. Desta forma, os custos de investimento e de operação e manutenção da unidade de compressão e da unidade CCS – captura pós-combustão – e o custo de oportunidade referente à venda de energia elétrica excedente foram estimados e anualizados em uma série uniforme de 25 anos, de acordo com a vida útil aproximada dos sistemas, considerando uma taxa de desconto de 10% ao ano. As estimativas do investimento inicial e custos de operação e manutenção foram baseados em casos da literatura (RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019; VAN DER SPEK; RAMIREZ; FAAIJ, 2017). Ainda, foi necessário corrigir o ano de investimento através do índice de preços CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Index*) e o câmbio, ajustado do $Euro_{2014}$ para $Real_{2019}$; foi considerado o ano de 2019 devido à última atualização disponível do CEPCI.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Avaliação técnica

Os resultados do balanço de energia elétrica e CO_2, apresentados nas Tabelas 4 e 5, respectivamente, mostram que a captura de CO_2 da fermentação tem baixo impacto na eletricidade excedente, cerca de 7% de penalidade, e compreende a captura de 22% do total de CO_2 produzido na usina. Já a captura do CO_2 da fermentação e combustão reduz em 35% a geração de eletricidade excedente, com captura de 52% do CO_2 produzido.

Tabela 4 – Balanço de energia elétrica dos três cenários: convencional, BECCS I (captura de CO_2 da fermentação) e BECCS II (captura de CO_2 da fermentação e combustão)

Parâmetro	**Convencional**	**BECCS I**	**BECCS II**
Potência elétrica (Gerador) [MW]	121	121	107
Consumo (Ciclo) [MW]	1,64	1,64	1,63
Compressão de CO_2 da fermentação [MW]	-	6,03	6,03
Compressão de CO_2 da combustão [MW]	-	-	8,1
Tratamento dos gases de combustão [MW]	-	-	3,5
Potência elétrica líquida [MW]	110	105	88,1
Geração de eletricidade [kWh/tc]	119	113	88,1
Geração de eletricidade excedente [kWh/tc]	89,1	83	58,1
Penalidade energética (eletricidade excedente)	0	7%	35%

Tabela 5 – Resultados de captura de CO_2 dos três cenários: convencional, BECCS I (captura de CO_2 da fermentação) e BECCS II (captura de CO_2 da fermentação e combustão)

Parâmetro	**Convencional**	**BECCS I**	**BECCS II**
Captura de CO_2 da fermentação [Mt/ano]	-	0,272	0,272
Captura de CO_2 da combustão [Mt/ano]	-	-	0,366
Emissão de CO_2 para a chaminé [Mt/ano]	1,23	0,955	0,589
Total de CO_2 produzido [Mt/ano]	1,23	1,23	1,23
Total de CO_2 capturado [Mt/ano]	-	0,272	0,638
Percentual de CO_2 capturado	-	22,2%	52,0%

3.2 Avaliação ambiental

Na Tabela 6, estão apresentados os resultados obtidos na ferramenta RenovaCalc – NEEA e a Intensidade de Carbono –, a contribuição da captura de CO_2, o fator para emissão de CBIOs e a quantidade emitida de CBIOs por ano. Observa-se que ambos os cenários de captura geram emissões negativas, pois a contribuição da captura de CO_2 é superior à Intensidade de Carbono do etanol, e, portanto, são passíveis de receber o bônus de 20% sobre a NEEA. Além de que, com apenas metade da capacidade de captura da fermentação, já é possível obter emissões negativas.

Tabela 6 – Resultados da avaliação ambiental e emissão de CBIOs

Parâmetro	**Convencional**	**BECCS I**	**BECCS II**	**BECCS I + Bônus**	**BECCS II + Bônus**
NEEA [gCO_2eq/MJ]	70,2	70	69,4	70	69,4
Intensidade de Carbono [gCO_2eq/MJ]	17,3	17,4	18	17,4	18
Captura de CO2 [gCO_2eq/MJ]	-	35,3	82,8	35,3	82,8
NEEA c/ Captura [gCO_2eq/MJ]	-	105	152	126	183
Fator p/ emissão de CBIO [tCO_2eq/L]	1,50E-03	2,25E-03	3,25E-03	2,70E-03	3,90E-03
CBIO [tCO_2eq/ano]	5,17E+05	7,76E+05	1,12E+06	9,31E+05	1,35E+06

No gráfico da Figura 6, são ilustradas as contribuições da captura de CO_2 e do bônus. Incluindo o bônus, os resultados apontaram um aumento de, aproximadamente, 80% e 160% da NEEA para os cenários BECCS I e BECCS II, respectivamente, o que significa um aumento na emissão de CBIOs na mesma proporção.

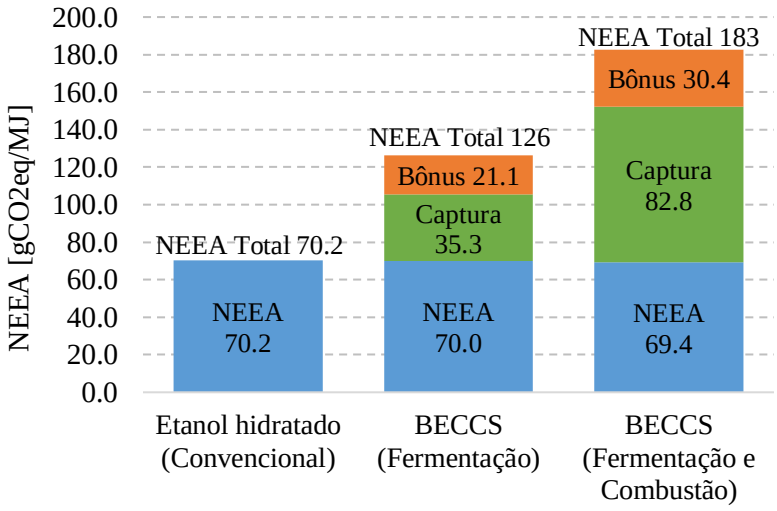


Figura 6 – Composição da Nota de Eficiência Energético-Ambiental do etanol

3.3 Avaliação econômica

Os resultados da avaliação econômica em $Real_{2019}$ estão apresentados na Tabela 7. Considerando o bônus do RenovaBio, foram estimados os preços de R$44,1/CBIO para BECCS I e R$212/CBIO para BECCS II. Comparando estes resultados com os preços de mercado do CBIO de 2020 e 2021 (até 24 de agosto de 2021), R$ 43,66 (MME, 2021) e R$29,75 (FORBES AGRO, 2021), respectivamente, entende-se que a captura de CO_2 da fermentação é a única alternativa que está próxima de se tornar economicamente viável, porém, atualmente, não é lucrativa. Além disso, considerando o aumento do índice preços e, principalmente, da taxa de câmbio desde 2019, o preço de breakeven do CBIO deve subir. Por outro lado, vale frisar que o mercado de CBIOs é recente e está em desenvolvimento, quando comparado, por exemplo, ao sistema de comércio de carbono europeu (EU ETS). Ademais, os equipamentos de captura tendem a ter seus custos reduzidos com o avanço das tecnologias e produção em maior escala.

Tabela 7 – Resultados da avaliação econômica em Real com base em 2019

Parâmetro	BECCS I	BECCS II	BECCS I + Bônus	BECCS II + Bônus
Investimento inicial [MR$]	86,3	907	86,3	907
Custo equivalente anual do investimento [MR$/ano]	9,50	99,9	9,50	99,9
Custo O&M [MR$/ano]	3,97	50,9	3,97	50,9
Custo de oportunidade [MR$/ano]	4,83	24,8	4,83	24,8
Custo equivalente anual total [MR$/ano]	18,3	176	18,3	176
CBIO (delta) [tCO_2eq/ano]	2,59E+05	6,04E+05	4,15E+05	8,29E+05
Preço de breakeven do CBIO [R$]	70,6	290	44,1	212

4. CONCLUSÃO

A captura de carbono no setor sucroalcooleiro apresenta-se como uma alternativa tecnicamente viável, principalmente a alternativa de captura da

fermentação, em que a corrente de CO_2 já é considerada pura. Ademais, apresenta penalidade energética e custos consideravelmente baixos em comparação à captura pós-combustão por absorção utilizando monoetanolamina (MEA). Ademais, comparando os preços de breakeven do Crédito de Descarbonização (CBIO) com os preços de mercado, a conclusão deste trabalho é a de que apenas a captura do CO_2 no processo de fermentação está próxima de se tornar economicamente atrativa, com um preço de breakeven de R$44,1/CBIO, porém, atualmente é inviável. Não obstante, deve-se ressaltar a relevância do bônus do RenovaBio para os resultados e que, por isto, um contexto regulatório que considere e incentive a implementação de BECCS no setor deve promover resultados ainda melhores. No aspecto ambiental, referente às emissões de GEE, a implementação de BECCS no setor sucroalcooleiro demonstrou-se altamente positiva e relevante. Utilizando apenas metade da capacidade de captura do CO_2 da fermentação, foi possível obter emissões negativas. Como considerações finais, recomenda-se a ampliação do escopo da avaliação, abrangendo todo o ciclo de vida do sistema, incluindo a logística e armazenamento do CO_2, bem como diferentes modelos de negócio e novos possíveis contextos regulatórios que considerem as tecnologias BECCS.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. República Federativa do Brasil, 2015.

CAVALETT, O. et al. Comparative LCA of ethanol versus gasoline in Brazil using different LCIA methods, 2013.

DIAS, M. O. S. et al. Improving bioethanol production from sugarcane: Evaluation of distillation, thermal integration and cogeneration systems, 2011.

FORBES AGRO. Brasil chega 18,5 mi CBios emitidos em 2021; volume negociado e preços seguem fracos, 2021.

GUERRA, J. P. M. et al. Comparative analysis of electricity cogeneration scenarios in sugarcane production by LCA, 2014.

IEA. 20 Years of Carbon Capture and Storage, 2016.

IPCC. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, 2014.

IPCC. Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, 2018.

MME. Renovabio. Perguntas e Respostas, 2017.

MME. RenovaBio deve emitir mais de 24 milhões de Créditos de Descarbonização em 2021, 2021

MOREIRA, J. R. et al. BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues, 2016.

RESTREPO-VALENCIA, S. Avaliação da viabilidade técnica de sistemas BECCS na geração de eletricidade em usinas do setor sucroenergético, 2018.

RESTREPO-VALENCIA, S.; WALTER, A. Techno-economic assessment of bio-energy with carbon capture and storage systems in a typical sugarcane mill in Brazil, 2019.

SEABRA, J. E. A. Avaliação técnico-econômica de opcões para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil, 2008.

VAN DER SPEK, M.; RAMIREZ, A.; FAAIJ, A. Challenges and uncertainties of ex ante techno-economic analysis of low TRL CO2 capture technology: Lessons from a case study of an NGCC with exhaust gas recycle and electric swing adsorption, 2017.

WITKOWSKI, A.; MAJKUT, M. The impact of CO2 compression systems on the compressor power required for a pulverized coal-fired power plant in post-combustion carbon dioxide sequestration, 2012.

AVALIÇÃO DO USO DE ÁREAS MUNICIPAIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL: UM ESTUDO DE CASO DA FROTA DE ÔNIBUS A DIESEL E ELÉTRICO DO CAMPUS DA UNICAMP – CAMPINAS

Rachel Tamburini Gomes[1]; Carla Kazue Nakao Cavaliero[1]; Alessandra Brito Leal[1]
[1]Universidade Estadual de Campinas

RESUMO

A expansão do setor energético e a inserção cada vez maior de fontes renováveis no mix brasileiro de energia traz não só desafios tecnológicos e econômicos, mas também os sociais, geográficos e legislativos. Para garantir a simbiose equilibrada e sustentável entre espaço e energia é necessário um amplo planejamento integrado fundamentado em políticas públicas, como no caso da Lei de Uso e Ocupação do Solo municipal, LUOS. Para comparar o desempenho geográfico de duas soluções da transição energética, foi analisado o caso do transporte coletivo da Unicamp no campus de Campinas, que possui uma frota mista de ônibus a Diesel e Elétrico, durante o período de setembro de 2020 a setembro de 2021. Para atender à demanda, foram projetados um sistema de plantio de soja e de girassol (safra e entressafra) e um parque solar. O parque solar fotovoltaico apresentou uma área 86% menor que aquela necessária pelo sistema agrícola para fornecer energia ao ônibus do campus. Esta redução resulta em uma facilidade muito superior de planejamento urbano e/ou rural sob o ponto de vista das políticas públicas para uso e ocupação do solo, visto que se torna possível cumprir com as necessidades de mitigação de mudanças climáticas e, ao mesmo tempo, de expansão e organização territorial.
Palavras-chave: Biodiesel, Energia Fotovoltáica, Lei de Uso e Ocupação do Solo.

ABSTRACT

The energy sector expansion and the insertion growth of renewable sources in the Brazilian energy mix brings not only technological and economic challenges, but also social, geographic and legislative ones. To ensure a balanced and

sustainable symbiosis between space and energy, a broad integrated planning based on public policies is necessary, as in the case of the Municipal Land Use and Occupancy Law, LUOS. In order to compare the geographic performance of two Energy Transition solutions, the case of Unicamp's public transport system on the Campinas campus, which has a mixed fleet of Diesel and Electric buses, was analyzed during the period from September 2020 to September 2021. To meet the demand, a soybean and sunflower planting system (harvest and off-season) and a solar park were designed. The photovoltaic solar park presented an area 86% smaller than that needed by the agricultural system to supply energy to the campus bus. This reduction can be translated in a greater ease of urban and/or rural planning from the point of view of public policies for land use and occupation, since it makes possible to meet the needs of climate change mitigation and, at the same time, of the expansion and territorial organization.
Keywords: Biodiesel, Photovoltaic Energy, Land Use and Occupation Law.

1. INTRODUÇÃO

O setor de transporte contribui com 11% das emissões globais de gases do efeito estufa, GEE (IPCC, 2014) e, a fim de cumprir com a transição energética para uma economia de baixo carbono, duas soluções se destacam para o setor: o uso de biocombustíveis e a substituição das frotas alimentadas por combustíveis fósseis por veículos elétricos (VE).

A Resolução nº 16, de 29 de outubro de 2018 do Conselho Nacional de Política Energética, estabeleceu a evolução de adição de biodiesel ao óleo diesel, sendo o blend de 2019 de 11% de biodiesel seguindo a rampa de 1% ao ano até atingir 15% em 2023. (CNPE, 2018), impulsionando a produção do biodiesel. O biodiesel é obtido a partir de um triacilglicerol (óleo formado por três grupos ésteres, sendo as ramificações ácidos graxos). A tecnologia mais aplicada no processo é a de transesterificação, que consiste na reação entre óleo e álcool de cadeia curta na presença de um catalisador, produzido biodiesel e glicerina (Viana, 2008).

Do consumo nacional em 2020, a soja foi responsável pela produção de 71,4% (EPE, 2021), sendo seu cultivo portanto de grande relevância socioeconômica, ambiental e estratégico nacional visto a segurança energética (Avila; Gazzoni, 2021). Além da soja, o girassol também tem se destacado por seu do alto rendimento de óleo e por ser cultivado também na estressafra e na safrinha (EMBRAPA, 2021), tornando o mesmo um insumo estratégico na estabilidade da oferta de biocombustíveis e na segurança energética nacional.

Sob a perspectiva de geração de eletricidade, o uso de fontes renováveis de energia é uma das medidas de mitigação das emissões de GEE. Uma fonte fundamental no âmbito da transição energética, abundante por natureza e em expansão na geração distribuída é a energia fotovoltaica (Custódio, 2017), que pode ser produzida em estruturas no solo, como nos parques solares, e em telhados de edificações ou outras estruturas com área superficial subaproveitada.

Ao planejar e dimensionar sistemas qualquer tipo de sistema, em especial aqueles de grande porte como os agrícolas e os parques solares, os gargalos tecnológicos e econômicos são transpassados, mas ocorre um novo choque, desta vez com limites sociais, geográficos e legislativos dos municípios onde o empreendimento será realizado. Este choque foi inicialmente estudado no século 20 na década de 80, com a Constituição Federal de 1988. A sequência dos trabalhos iniciados na Constituição de 88 se deu através da Lei n° 10.257 de 10 de julho de 2001, Estatuto da Cidade, que regulamenta do uso das propriedades municipais de forma a garantir o atendimento do interesse público, da segurança e do bem- estar dos cidadãos, além de garantir o equilíbrio ambiental (FEC-UNICAMP). Para adequar a Lei a cada município, foram criadas as Leis de Uso e Ocupação do Solo (LUOS) específicas de cada município, que direcionam o planejamento de expansão das zonas urbanas e rurais para que o crescimento seja equilibrado e sustentável (Lacerda et al., 2005; Gomes; Viana, 2017).

2. METODOLOGIA

O estudo é estruturado em três etapas. A primeira consiste na análise da demanda de biodiesel e eletricidade pelos ônibus a diesel (Diesel Bus, DB) e elétrico a bateria (Battery Electric Bus, BEB), respectivamente, enquanto na segunda serão calculadas as áreas úteis para o plantio da *commodities* e para a implementação dos painéis fotovoltaicos no parque solar. O propósito da terceira etapa é a adequação das áreas úteis, tanto da agricultura quanto da geração fotovoltaica, às disposições da LUOS da macrorregião da cidade de Campinas.

Os consumidores finais serão os ônibus da frota de transporte coletivo do campus de Barão Geraldo da Unicamp. Os DBs utilizam como combustível o diesel B12, enquanto a fonte de carga do BEB é o sistema On Grid de energia fotovoltaica.

Os inputs do estudo são amostras do banco de dados do Projeto Campus Sustentável, durante o período de outubro de 2020 e setembro de 2021.

As hipóteses adotadas para este estudo são:

As áreas das instalações já existentes não serão computadas; O consumo de diesel do DB será considerado constante durante todo o período; A rota de obtenção de biodiesel é feita por transesterificação com etanol de cana-de-açúcar; O sistema de plantio direto é utilizado na fase agrícola da soja, sendo a cobertura do solo realizada através da rotação de cultura com o girassol, que será computado na produção do biocombustível; O biodiesel de soja atenderá a demanda do período de entressafra, enquanto o de girassol atenderá os meses entre plantio e colheita da soja.

3. ANÁLISE DA DEMANDA DE ENERGIA

A rota dos ônibus é de 9,8 km é realizada 40 vezes ao dia apenas em dias úteis. No caso do DB, a eficiência média foi de 3,8 km/L, totalizando um consumo anual médio de 3.070 L de biodiesel.

Os dados de consumo mensal foram obtidos através do banco de dados do Projeto Campus Sustentável. O maior consumo médio diário do período analisado foi de 256,581 kWh/dia durante o mês de Abril de 2021, valor que será

utilizado como demanda máxima de energia, E, necessária para atender os consumidores, sendo este valor essencial na fase definição dos módulos fotovoltaicos.

4. CÁLCULO DAS ÁREAS ÚTEIS

4.1 Agricultura de Soja

No primeiro levantamento da safra de grãos 2021/22 pela Conab, a estimativa de produtividade de soja no Sudeste é de 3.526 kg/ha. O plantio ocorre de setembro a dezembro e a colheita, de fevereiro a maio. O girassol tem produtividade de 1.630 kg/ha, plantio de março a abril e colheita de julho a agosto. A Tabela 1 apresenta os parâmetros utilizados para o cálculo da área útil do cultivo de soja e de girassol e as áreas úteis calculas.

Tabela 1 – Parâmetros para Soja e Girassol e Áreas para cultivo.

	Soja	Girassol	Unidade
Produtividade	3523	1630	kg/ha
Biodiesel demandado	1584,5	1485,4	L
Eficiência de conversão	98,2	98,4	%
Massa específica	921,6	918,4	kg/m³
Teor de óleo	18%	47%	-
Área útil	2,26	1,75	ha

4.2 Parque de Geração de Energia Fotovoltaica

O dimensionamento do parque inicia-se no cálculo do potencial de irradiação do local. Os dados de radiação solar foram obtidos através da Rede SONDA, divisão do INPE para coleta de dados solarimétricos, e a inclinação dos painéis foi considerada igual à latitude de Campinas, isto é, 22º53’20’’, com orientação norte. Através do banco de dados do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia, LABREN, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, INPE, e da latitude local, foram obtidos os dados de dados de irradiação global horizontal média diária na cidade de Campinas, sendo a média anual igual a 4.902 Wh/m^2.dia.

Para calcular a potência de pico do sistema, dada pela Equação 2, que indica a capacidade máxima do mesmo nas condições ideais de funcionamento, é necessário calcular o número de horas irradiadas a sol pleno (HSP), dado pela Equação 1, que depende da Irradiação média, Ir, e da Irradiação Padrão, $Ir_{padrão}$, que corresponde a 1.000 Wh/m^2. Utilizando o dado de Irradiação Global Horizontal média anual, tem-se:

$$HSP = \frac{I_r}{I_{r_{padrão}}} = \frac{4{,}902}{1} = 4{,}902 \qquad \text{Equação 1}$$

$$P_{FV} = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP} = \left[\frac{\frac{256{,}581}{0{,}8}}{4{,}092}\right] = 65{,}43\ kWp \qquad \text{Equação 2}$$

Onde,

E – Máxima demanda média diária [kWh/dia].

TD - Taxa de desempenho entre desempenho real e desempenho máximo teórico do sistema, que varia de 70 a 80%, sendo aqui escolhida a maior taxa (Konrad, 2021).

4.2.1 – Escolha do Módulo Fotovoltaico

Para selecionar o módulo fotovoltáico ideal, as seguintes proposições foram consideradas:

- A potência de pico dos módulos deve ser tal que fique garantido o menor número de módulos com o menor custo;
- O fornecedor dos módulos deve comercializá-los no Brasil;

Segundo a consultoria Dusol, com base em levantamento realizado entre novembro de 2020 e janeiro de 2021, os três principais fornecedores de módulos fotovoltaicos no Brasil são CanadianSolar, Trinasolar e Risen (YELLOT, 2019), portanto deu-se prioridade às três fabricantes de topo. Os módulos são divididos em três categorias, a saber: Residencial, Comercial e Industrial, onde a diferenciação entre elas reside nas faixas potência de pico dos módulos, sendo a residencial de 200 a 500 Wp, comercial de 330 a 600 Wp e industrial de 350 a

670 Wp. No presente estudo, foi determinada uma potência de pico de 450 Wp, de forma a não ter custos excessivamente altos. Dos três fornecedores, a CanadianSolar e a Trinasolar apresentaram as duas melhores opções de módulos com 450 Wp. Para realizar a escolha entre tais opções, foram estabelecidos os seguintes critérios de seleção: maior eficiência do módulo e menor coeficiente de temperatura. Desta forma, o módulo escolhido foi o da Trinasolar, Tallmax M DE 17.

O número total de módulos, $N_{módulos}$, é dado através da divisão da potência de pico do sistema, P_{FV} pela potência de pico dos módulos, P_P, como indicado pela Equação 3.

$$N_{módulos} = \frac{P_{FV}}{P_P} = \frac{65430}{450} \cong 146\ módulos \qquad \text{Equação 3}$$

Como as especificações do módulo fotovoltáico referem-se às condições padrões de teste (irradiação solar de 1000 W/m2 e 25 °C), é necessário prosseguir com a correção das especificações para abranger os pontos críticos de funcionamento do sistema. As Equações 4 a 8 indicam as correções realizadas.

$$Voc_{corrigido} = Voc_{módulo} * [1 + \beta_{oc} * (T - 25)] \qquad \text{Equação 4}$$

$$Voc_{máximo} = Voc_{módulo} * [1 + \beta_{oc} * (T_{mín} - 25)] \qquad \text{Equação 5}$$

$$Voc_{mínimo} = Voc_{módulo} * [1 + \beta_{oc} * (T_{máx} - 25)] \qquad \text{Equação 6}$$

$$Isc_{corrigido} = Isc_{módulo} * [1 + \beta_{sc} * (T - 25)] \qquad \text{Equação 7}$$

$$Isc_{máximo} = Isc_{módulo} * [1 + \beta_{sc} * (T_{máx} - 25)] \qquad \text{Equação 8}$$

Onde,

V_{OC} - Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico;

β_{OC} - Coeficiente de temperatura (Anexo B);

$T_{máx}$ - Temperatura máxima operacional do módulo fotovoltaico;

$T_{mín}$ - Temperatura mínima operacional do módulo fotovoltaico;

I_{SC} - Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico;

β_{SC} - Coeficiente de temperatura.

4.2.2 – Escolha do Inversor

Na seleção do inversor de frequência, foram utilizados dois critérios, o de confiabilidade do sistema e o de potência. O primeiro reflete a necessidade de escolher-se mais de um inversor para que, em casos de manutenção preventiva ou corretiva, não ocorra shutdown de todo o sistema. Já o segundo, atendendo a norma ABNT NBR 16149, os inversores devem operar de 80% a 120% da potência nominal dos módulos fotovoltaicos.

Considerando, portanto, os critérios de decisão, o sistema terá três inversores com potência de 25 kW da fabricante CanadianSolar modelo CSI-25K-T400GL02-E. A potência total dos inversores é igual à soma das potências individuais, resultando em 75 kW, o que corresponde a 14,6% de sobrecarga, estando em conformidade com a norma e com a máxima potência de entrada do modelo de inversor.

4.2.3 – Determinação do arranjo final do sistema:

O arranjo final do sistema é determinado pelo número de módulos em série, Ns, e em paralelo, Np, cujos limites residem nas máximas tensão e corrente suportadas pelos inversores. Utilizando os valores fornecidos no datasheet do inversor e os operacionais corrigidos dos módulos, Ns e Np são dados através das Equações 9 e 10.

$$N_S = \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC_{máx}}} = \frac{1100}{57{,}66} \cong 19 \qquad \text{Equação 9}$$

$$N_P = \frac{I_{máx,inv}}{I_{SC_{máx}}} = \frac{26}{11{,}806} \cong 2 \qquad \text{Equação 10}$$

Onde,

$V_{máx,inv}$ - Tensão máxima de entrada admissível no inversor;

$Voc_{máx}$ - Tensão máxima de circuito aberto do módulo fotovoltaico;

$I_{máx,inv}$ - Corrente máxima de entrada admissível no MPPT;

$I_{Sc_{máx}}$ - Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

O inversor selecionado é constituído por três MPPTs, onde cada um possui duas entradas. Dentre os possíveis arranjos, foi estipulada a seguinte configuração do sistema:

- Inversor 1: 48 módulos fotovoltaicos, sendo 8 módulos conectados em cada entrada dos MPPTs.
- Inversor 2: 48 módulos fotovoltaicos, sendo 8 módulos conectados em cada entrada dos MPPTs.
- Inversor 3: 50 módulos fotovoltaicos, sendo 8 módulos conectados em cada entrada de dois MPPTs e 9 módulos conectados nas duas entradas do último MPPT.

A potência total dos módulos conectados aos inversores não deve ultrapassar a potência admissível do inversor. Considerando o inversor 3, a potência total do conjunto de módulos é de 22,5 kWp, inferior à potência admissível do inversor de 33 kW, tornando, portanto, factível a configuração escolhida.

4.2.3 – Área total ocupada pelo sistema:

Para evitar que uma fileira de módulos cause sombreamento em outra, cuja consequência é a redução da eficiência do sistema, calcula-se a distância necessária entre as fileiras, considerando o menor ângulo de elevação solar. Foi considerada uma distância de 3,5 metros entre cada fileira para fins de manutenção do sistema.

Ao total o sistema fotovoltáico tem 18 fileiras, sendo 16 com 8 módulos cada e duas com 9 módulos cada. Considerando que cada módulo possui 2,102 m de largura e que entre cada fileira também há um espaço de 3,5 m, o terreno total necessário para a disposição dos módulos é de 101,1 m x 30,2 m, totalizando 3.044,32 m^2.

5. ADEQUAÇÃO À LUOS DO MUNICÍPIO DE CAMPINAS

Segundo o Anexo I da LUOS de Campinas, os empreendimentos devem reservar 20% da área total para zona de preservação ambiental. Portanto, as áreas totais que cada sistema necessita para atender à demanda dos dois ônibus analisados encontram-se indicadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Áreas dos Empreendimentos.

	Agrícola	Fotovoltaico	Un.
Área útil	2,26	0,304	ha
Área total	2,71	0,365	ha

O sistema fotovoltaico apresenta uma área 86% menor que a necessária no sistema agrícola para fornecer energia ao ônibus elétrico do campus. Esta redução resulta em uma facilidade muito superior de planejamento urbano e/ou rural sob o ponto de vista das políticas públicas para uso e ocupação do solo. Há de se observar ainda que a disposição dos módulos fotovoltaicos pode ser alterada de modo a ocupar regiões com maior declive e/ou mais acidentadas, características estas que apresentam dificuldades no plantio e na colheita agrícolas.

6. CONCLUSÕES

A regulamentação das áreas de preservação é de suma necessidade para cumprir com as necessidades de mitigação de mudanças climáticas e de expansão e organização territorial. No caso dos parques solares, é necessária uma área muito menor do que a requisitada pela fase agrícola. Não obstante, há uma série de fatores ambientais, tecnológicos e econômicos que devem ser levados em consideração na seleção de um empreendimento em detrimento do outro.

Os módulos fotovoltaicos, apesar do avanço exponencial de tecnologia unido à redução dos custos de produção, ainda possuem desvantagens como fornecimento intermitente de energia, baixos incentivos no cenário brasileiro,

baixa densidade de energia (potência instalada x área total) e os impactos ambientais negativos tanto na obtenção da matéria prima quanto no descarte dos módulos. Entretanto, as vantagens do sistema superam em elevado grau as desvantagens.

A energia fotovoltaica é barata, limpa, possui longa vida útil, facilidade de manutenção, possibilidade de ser utilizada em sistemas isolados (*off grid*) bem como de ser conectada ao sistema (*on grid*) e flexibilidade de locais para implementação.

Já as plantações de soja e girassol são: amplamente incentivadas no Brasil, produtoras de *commodities*, facilmente cultivadas em diversas regiões brasileiras e seus produtos são insumos estratégicos na estabilidade da oferta de biocombustíveis e na segurança energética nacional. Apesar das inúmeras vantagens do plantio agrícola, entre as desvantagens pode-se citar: necessitam de grandes áreas para plantio, impactam fortemente o solo e representam uma ameaça do ponto de vista da expansão desregulada do agronegócio.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. RenovaBio. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>. Aceso em: 07 nov. 2021.

AVILA, M. T., GAZZONI, D. L. Biocombustíveis. Disponível em <https://www.agencia.cnptia.embrapa.br/gestor/soja/arvore/CONT000fzvgjfcy02wx5ok0q43a0rv2bu8l0.html>. Acesso em: 07 nov. 2021.

CNPE - CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 16, De 29 De Outubro De 2018. 2018. 2p.

CONAB - COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. Acompanhamento da Safra Brasileira de Grãos, Brasília, DF, v. 9, safra 2021/22, n. 1 primeiro levantamento, outubro. 2021.87p.

GOMES, P.T., VIANA, P.S. A Lei De Uso E Ocupação Do Solo Para O Município De Alfenas: Análise da importância e dimensão de sua (re) elaboração e instituição. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto de Geografia, Universidade Federal de Alfenas, Alfenas.

HIRAKURI, M. H.; LAZZAROTO, J. J.; AVILA, M. T. de. Avaliação Da Relação Entre Soja E Produção De Biodiesel. In: CONGRESSO SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E SOCIOLOGIA RURAL, 48., 2010, Campo Grande, MS. Tecnologias, desenvolvimento e integração social: anais. Campo Grande, MS: SOBER, 2010. Palestra 167.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, 2014. 151p. Genebra, Suiça.

MEHER, L. C.; VIDYA, S. D.; NAIK, S. N. Technical aspects of biodiesel production by transesterification - a review. Ren. and Sust. Energy Reviews, v. 10, p. 248-268, 2006.

LACERDA, N. *et al*. Planos diretores municipais: aspectos legais e conceituais. Revista Brasileira De Estudos Urbanos E Regionais. v. 7 n. 1, p. 61, maio, 2005. Disponível em: https://rbeur.anpur.org.br/rbeur/article/view/135. Acesso em: 09 de novembro de 2021.

STRANGUETO, K. M. Usina fotovoltaica de 1 MWp para suprimento de veículos elétricos: estimativa da frota atendida, logística de abastecimento e emissões de CO2 evitadas. 2012. 92p. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, RenovaBio. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>. Acesso em: 15 nov. 2021.

EMBRAPA, Girassol. Disponível em: <https://www.embrapa.br/girassol>. Acesso em: 15 nov. 2021.

VICENTE, G; MARTINEZ, M; ARACIL, J., 2004. Integrated biodiesel production: a comparison of different homogeneous catalysts systems. Biores. Technol, V. 92, nº. 3, p. 297- 305.

FEC-UNICAMP. Estatuto da Cidade - Para compreender. Disponível em: <http://www.fec.unicamp.br/~labinur/Estatuto_comp.html>. Acesso em: 03 de mar. 2022.

YELLOT. Disponível em: <https://www.dusolengenharia.com.br/post/quais-os-maiores-fabricantes-de-modulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 03 de mar. 2022.

BATERIAS DE GRANDE PORTE NOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO: BENEFÍCIOS AO *GRID* E TENDÊNCIAS MUNDIAIS

Luciana Macedo de Oliveira[1]; Paulo Sérgio Franco Barbosa[2]

[1]Universidade Estadual de Campinas; [2]Universidade Federal de Alfenas

RESUMO

Os sistemas de armazenamento de energia por baterias, do inglês *Battery Energy Storage System (BESS)* apresentam grande potencial de soluções no atual cenário de diversificação das matrizes elétricas mundiais. O intuito deste trabalho é apresentar a gama de serviços oferecidos por baterias de grande porte conectadas ao *grid*, demonstrando os benefícios e vantagens associados, bem como as tendências dos mercados mundiais e sua importância na superação dos desafios impostos pela transição energética mundial.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia; Baterias de Grande Porte; *Grid*; Tendências Mercado Mundiais; Transição Energética.

ABSTRACT

Battery Energy Storage System (BESS) present great potential for solutions in world's energy mix diversification current scenario. The purpose of this paper is to present services range offered by large-scale batteries grid connected, demonstrating associated benefits and advantages, as well as world's markets trends and their importance in overcoming challenges imposed by the global energy transition.

Keywords: Energy Storage; Large-scale Batteries; Grid; World Markets Trends; Energy Transition.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de armazenamento de energia por baterias, do inglês *Battery Energy Storage System* (*BESS*), vêm ganhando importância nos sistemas elétricos de potência. Segundo dados do IEA (*International Energy*

Agency), a capacidade instalada mundial de baterias, considerando aplicações em sistemas de potência (*grid*) e em consumidores finais (*behind the meter)*, apresentou crescimento exponencial nos últimos anos, passando de 2,2 GW em 2015 para 17GW em 2020.

Em razão da descarbonização e descentralização das matrizes elétricas mundiais, frente às questões climáticas e ambientais, os sistemas elétricos de potência estão passando por transformações significativas, tais como o aumento de fontes intermitentes dispostas no *grid* de forma distribuída e a redução da participação de usinas térmicas por combustíveis fósseis e hidrelétricas com reservatórios de capacidade regularizadora. Como consequência, são impostos desafios ao setor elétrico como mudanças regulatórias frequentes, mudanças nos papéis dos agentes do setor, além do aumento da complexidade de planejamento da operação no curto, médio e longo prazo.

Neste contexto, a inserção de baterias exerce papel fundamental de complementariedade às fontes renováveis no sentido de promover maior segurança e confiabilidade operativa aos sistemas, além de oferecer uma ampla gama de serviços ao *grid*, consolidando seu potencial de evolução e escalabilidade nos próximos anos.

2. SERVIÇOS AO *GRID*

Dentre os diversos serviços oferecidos pelas baterias de grande porte ao *grid*, é importante destacar que a aplicabilidade de cada solução depende fortemente das características e necessidades do sistema. Portanto, existem diferentes tecnologias de armazenamento de energia por baterias para diferentes aplicações e finalidades, que refletem em capacidade e velocidade de resposta específicos ao atendimento do resultado desejado.

2.1 Complementariedade

O uso de baterias em sistemas regionais com densidade de geração eólica e fotovoltaica apresenta importante papel de complementariedade, uma vez que podem ser carregadas ao consumir potência nos horários em que há

excesso de geração e, posteriormente descarregadas ao injetar potência em horários que demandem geração. Os principais benefícios dessa aplicação abrangem:

i. otimização dos recursos de geração: períodos em que a geração por fontes eólicas ou solares é superior à demanda (*oversupply*), os operadores de sistemas restringem a geração (*curtailment*) de modo a equilibrar produção e consumo. No entanto, essa prática resulta na rejeição de energia disponível que poderia ser utilizada em outro momento de necessidade. Assim, as baterias podem armazenar o excedente de energia para utilização em horários que demandem geração, evitando o desperdício de energia limpa disponível;

ii. compensação da variabilidade de geração: por sua capacidade de resposta rápida, as baterias podem recarregar e descarregar ao longo do dia para garantir melhor regularidade da curva de geração por fontes renováveis, reduzindo o efeito da intermitência do conjunto.

2.2 Confiabilidade e Flexibilidade

Em sistemas de potência com baixos índices de confiabilidade, as baterias podem ser utilizadas com a função de *backup*, podendo ser rapidamente deslocadas para suprir a demanda de uma determinada região durante o período de indisponibilidade ou sobrecargas de equipamentos. Por outro lado, a instalação de baterias de forma localizada, permite a suavização de picos de demanda (*peak shaving*) ao descarregar energia nos horários de ponta, permitindo maior flexibilidade ao atendimento da carga.

O conceito de “sistema de transmissão virtual” atribuído às baterias vem sendo disseminado no setor elétrico de diversos países. Nesses casos, os bancos de baterias atuam como ativos de transmissão que, localizados estrategicamente, visam suprir ou complementar demandas de transformadores ou linhas de transmissão por determinado período ou mesmo de forma definitiva. Os benefícios abrangem o aumento da confiabilidade e flexibilidade do sistema,

o prolongamento da vida útil de equipamentos e a postergação de investimentos de rede.

O arcabouço regulatório para suportar o papel das baterias como ativos de transmissão está em constante evolução. Ainda há discussões no Brasil e no mundo, principalmente no que tange aspectos econômicos, acerca do modelo de contratação e remuneração dos ativos, da aplicação de penalidades por indisponibilidades, além da definição do seu papel e requisitos para operação em tempo real.

2.3 Arbitragem

Baterias são ativos que permitem realizar arbitragem financeira no mercado de energia pelo simples uso de sua capacidade de armazenamento, pois possibilita a compra de energia em períodos de baixa demanda e preços baixos, para venda da energia em períodos de alta demanda e preços altos, nos mercados com preço horário ou de menor granularidade. Neste contexto, é inserido novo agente e uma nova forma de comercialização de energia no setor, diferente das convencionais praticadas atualmente.

2.4 Serviços Ancilares

Os sistemas de potência predominantemente supridos por máquinas girantes de usinas térmicas e hidroelétricas, apresentam atributo importante para o controle da estabilidade, a inércia, caracterizada pela resistência do sistema às variações súbitas de frequência. Devido às características construtivas para a conversão de energia, as fontes renováveis eólica e, principalmente a solar, não são capazes de contribuir significativamente para a inércia dos sistemas de potência e, devido à inserção massiva dessas fontes nas matrizes, torna-se necessário criar estratégias que contornem e evitem os efeitos negativos da redução da inércia do sistema.

Baterias constituídas de tecnologias que permitem resposta rápida em sua carga e descarga podem prover a chamada “inércia sintética” ou “inércia virtual” ao sistema, sendo capazes de responder diretamente à derivada da

frequência, assim como os geradores síncronos, em tempo hábil para a atuação adequada do controle primário de frequência.

A aplicação de baterias no fornecimento de serviços ancilares está bem disseminada e avançada em muitos países da Europa, dos Estados Unidos e Austrália e vão além do controle de frequência, sendo utilizadas também para reestabelecimento autônomo de usinas (*black start*), sistemas especiais de proteção (SEP), controle de tensão (reativos) de sistemas de transmissão, dentre outras aplicações.

3. TENDÊNCIAS MUNDIAIS

Os mercados mundiais têm apresentado evoluções significativas na participação de sistemas de baterias de grande porte em suas matrizes elétricas, suportadas por incentivos e políticas econômicas setoriais, além de importantes mudanças regulatórias. As adições de capacidade instalada de armazenamento por baterias no mundo atingiram um recorde de 5GW em 2020, liderados por China, Europa e Estados Unidos, conforme Figura 1 (IEA, 2021), representando um aumento de 40% em investimentos e atingindo a marca de US$5,5 bilhões.

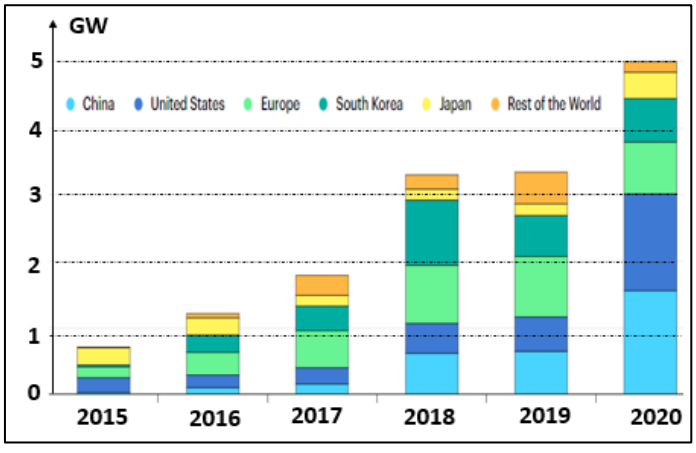


Figura 1 - Adição Anual de Capacidade de Baterias no Mundo, de 2015 a 2020
Fonte: IEA (2021)

Quanto ao mix de tecnologias, as baterias constituídas de íons de lítio (Li-Ion) têm sido a opção predominante, na maioria dos anos indicados na Figura

1 representando mais de 90% dos projetos, sendo exceção o ano de 2015 em que representou 71%. Isso se deve, em boa parte, à competividade de custos, em progressivo declínio, além da maior disponibilidade de fornecedores comerciais em diversas regiões do Globo, conforme Figura 2 (Baker Mackenzie, 2022).

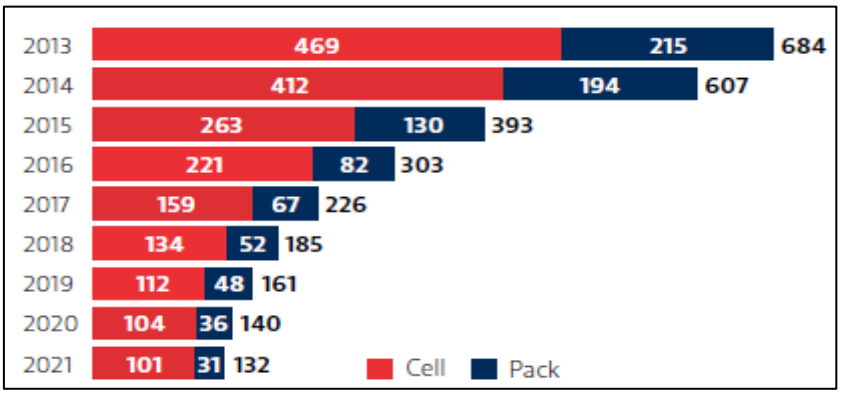


Figura 2 – Evolução custos totais baterias Li-Ion (U$/kWh), e seus componentes: célula (cell) e pack (kit). Fonte: Baker Mackenzie (2022)

As tendências continuam com projeções de intensas taxas de crescimento, cerca de 35% ao ano, lideradas por Estados Unidos, China e Europa, conforme mostrado na Figura 3 (Baker Mackenzie, 2022).

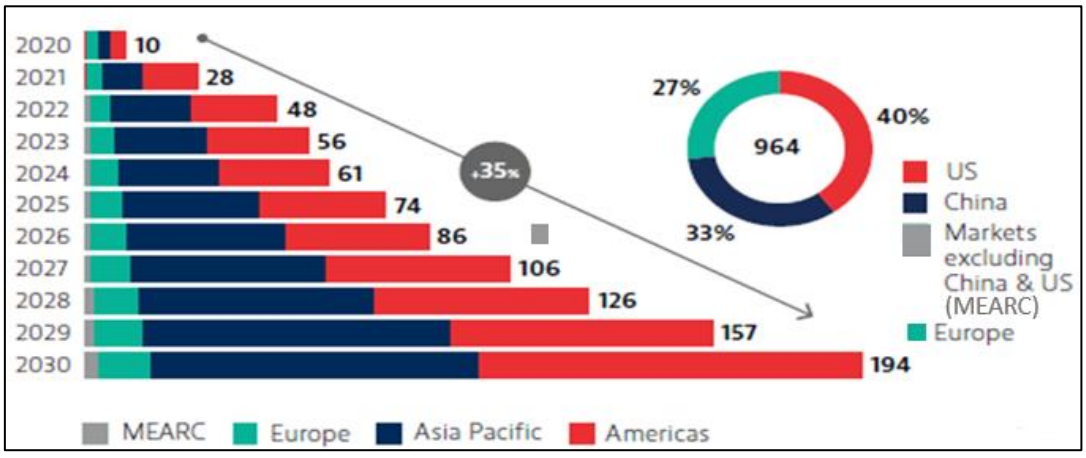


Figura 3 – Projeção de crescimento do total de armazenamento acumulado em baterias no mundo (GWh) até 2030. Fonte: Baker Mackenzie (2022)

A seguir são apresentadas características de alguns mercados regionais, com destaque para a Europa, Estados Unidos e Australia, além da descrição de um caso pioneiro no Brasil.

3.1 Europa

O crescimento do mercado de baterias nos países da Europa é um resultado direto da expansão das renováveis e do descomissionamento de plantas a combustíveis fósseis. O mercado de soluções de armazenamento energético é estimado em mais de 100 GWh em 2030, o que significa expansão de 910% sobre 2019, principalmente em baterias (Baker Mackenzie, 2022). A Alemanha, apesar da predominância em aplicações de baterias diretamente conectadas nos consumidores residenciais, tem apresentado crescimento significativo de projetos de baterias de grande porte no *grid*. Em 2019, acumulou mais de 60 projetos com total de 450MW de capacidade instalada, dos quais, 50 projetos eram destinados a aplicações para controle de frequência primário, totalizando cerca de 430MW de capacidade instalada.

A necessidade de armazenamento energético é evidente na Alemanha, diante do crescimento expressivo da participação das renováveis na matriz, conforme mostrado na Figura 4 (Rothacher, 2021). As diferentes formas de estabilização do *grid* utilizadas pelos TSOs (*Transmission System Operators*) são mostradas na Figura 5 (Rothacher, 2021), bem como o volume financeiro anual que é movimentado, parte por leilões públicos e outra parte por contratação bilateral. Pode-se verificar que as baterias são aplicáveis a 8 do total de 12 serviços ao *grid*.

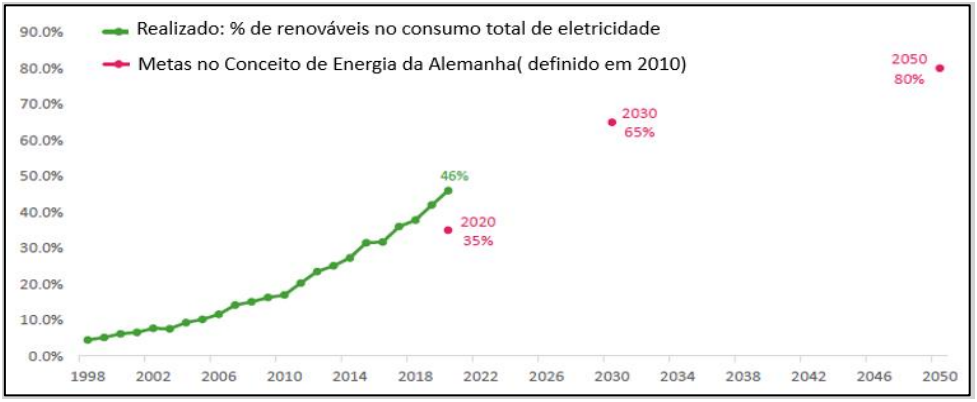


Figura 4 – Crescimento das Renováveis na Alemanha

Fonte: Rothacher (2021)

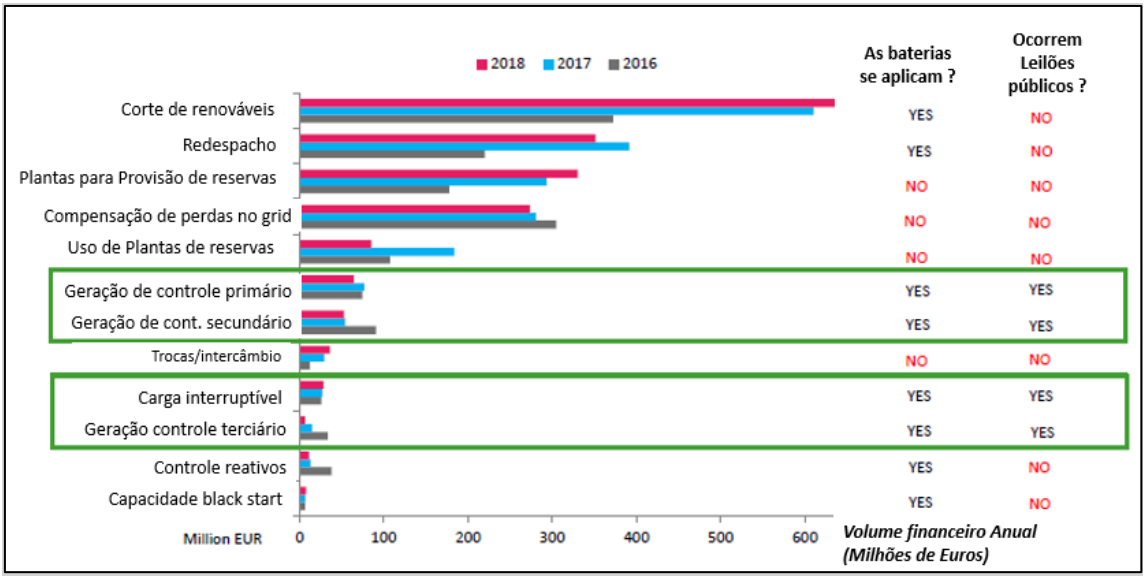


Figura 5 – Serviços ao *grid* para TSO da Alemanha e aplicação das baterias

Fonte: Rothacher (2021)

Em meados de 2021, o Reino Unido instalou cerca de 4,3 GW de armazenamento energético, sendo 1,3GW em baterias e 3 GW em usinas hidrelétricas reversíveis (Baker Mackenzie, 2022). No entanto, a estimativa do operador nacional do sistema (National Grid) é que a capacidade em baterias alcance valores entre 6 a 9 GW em 2030. A capacidade dos projetos de BESS vem aumentando, normalmente acima de 30 MW, com destaque para aplicações na Escócia, que já atinge 500 MW.

3.2 Estados Unidos

O crescimento do mercado de armazenamento energético na forma de baterias nos EUA foi significativo em 2021, em que foram adicionados 3,5 GW de baterias, mais que o dobro de 2020. A estimativa do U.S. Storage Monitor (Wood Mackenzie Power & Renewables, 2022) é que adições de capacidade totalizando 63,4 GW sejam contratados no período de 2021 a 2026, para projetos acoplados com usinas solares ou isolados. A Figura 6 (Wood Mackenzie Power & Renewables, 2022) mostra as projeções de crescimento de baterias nas diversas categorias, com predomínio (cerca de 80%) de baterias na escala do *grid* em 2030 e anos antecedentes.

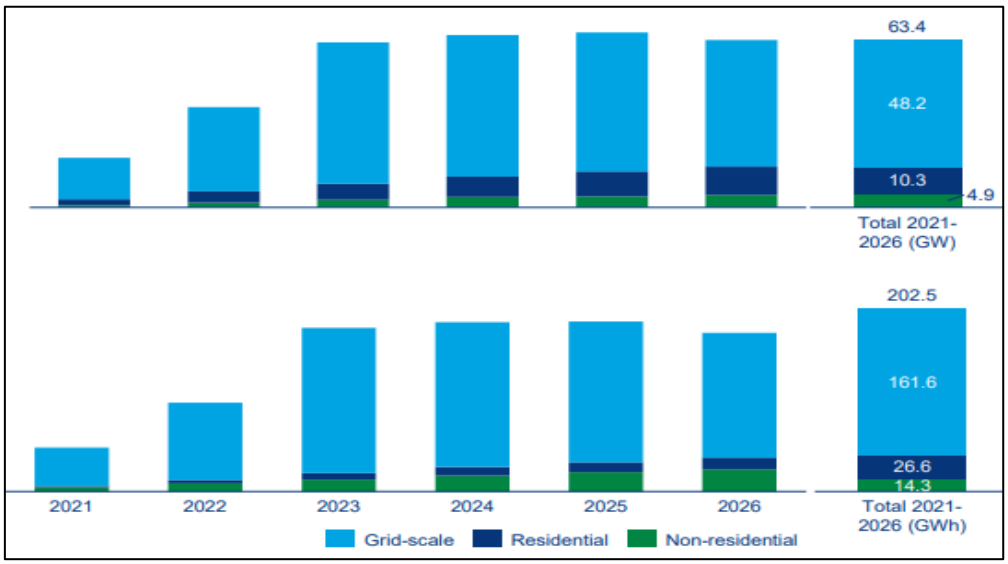


Figura 6 – Projeções de crescimento de capacidade (MW) e armazenamento (GWh) em baterias nos EUA. Fonte: Wood Mackenzie Power & Renewables (2022)

Nos Estados Unidos, cerca de 60% da capacidade do sistema de armazenamento de baterias de grande porte está localizada nas áreas de atuação dos operadores regionais CAISO (California Independent System Operator) e PJM (Pensilvânia-New Jersey-Maryland), majoritariamente em serviços ancilares para confiabilidade do sistema, e controle de frequência, respectivamente. Nesses mercados, os serviços ancilares são contratados por oferta e, atualmente, os processos de contratação são voltados para o

atendimento ao serviço a ser prestado e não pela tecnologia, promovendo a competição entre as tecnologias convencionais e a de sistemas de armazenamento por baterias.

No CAISO há cerca de 2,6 GW instalados, a grande maioria em baterias de íons de lítio com duração média de 4 horas. O plano integrado de recursos (PIR) da California prevê a expansão de 13GW de geração solar até 2024, assim justificando a necessidade de muitos projetos de baterias na escala do *grid*. Adicionalmente, o armazenamento de energia suprirá parte do efeito de descomissionamento de plantas antigas de geração a gás e nucleares.

3.3 Austrália

Os projetos de BESS conectados ao sistema de transmissão coordenados pelo AEMO (Australian Energy Market Operator) iniciaram-se em 2017 com o grande projeto Hornsdale (100 MW/117 MWh). Em 2022 há em operação um total de 561 MW/768 MWh instalados, com aplicações majoritariamente associadas ao despacho no mercado de energia (arbitragem), controle de frequência e sistemas especiais de proteção ao *grid*. O mercado para BESS na Austrália é muito promissor conforme mostrado na Figura 7 (AEMO, 2022), diante da expansão das renováveis, do descomissionamento de plantas a carvão e das bases regulatórias mais sólidas.

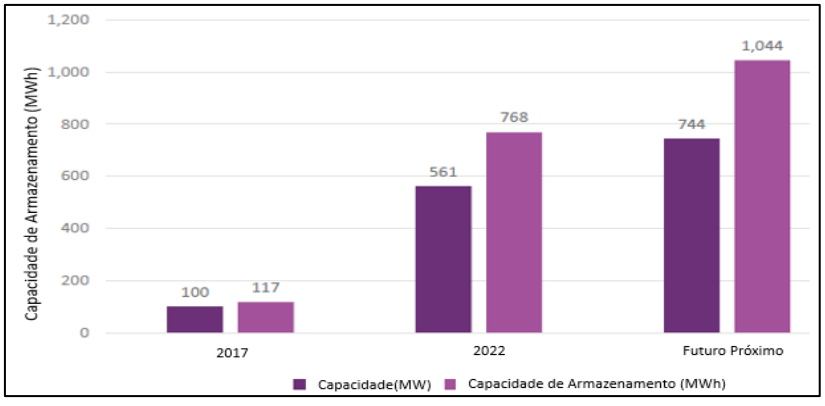


Figura 7 – Evolução da Capacidade Instalada de BESS na Austrália
Fonte: AEMO (2022)

3.4 Brasil

O Brasil sempre se destacou pela abundância de recursos de armazenamento energético, na forma de estoque dos reservatórios de usinas hidrelétricas. Tal estoque, ainda que declinante em relação à carga do SIN, atende razoavelmente bem as necessidades de suprimento energético, na regularização sazonal ou plurianual. No entanto, a ampliação de renováveis de geração intermitente, como por exemplo as eólicas no Nordeste, e a geração distribuída, são razões para colocar as baterias na agenda de planejamento do setor elétrico nacional. Ou ainda, a solução de bateria de grande porte como ativo de transmissão, como foi o caso pioneiro da ISA CTEEP no litoral sul Paulista, comentado adiante.

A solução de BESS adotada no litoral sul paulista pela ISA CTEEP decorreu da urgência de aliviar trecho de linha de transmissão nos horários de pico entre as subestações de Embu-Guaçú e Mongaguá (138 kV), devido ao atraso na entrada em operação da subestação Manoel da Nóbrega, prevista para janeiro/2024, conforme descrito em Nakashima et al. (2022). A instalação de 30 MW em banco de baterias de íons de lítio na Subestação de Registro será feita em área de aproximadamente 4 mil m², com porte equivalente a cerca de 30 contêineres e capacidade para garantir o atendimento da demanda máxima do Litoral Sul, que chegará a cerca de 400 MW. As baterias vão atuar nos momentos de pico de consumo como um reforço à rede, assegurando energia adicional por até duas horas, totalizando 60 MWh e evitando interrupção no fornecimento por sobrecarga neste período.

A BESS instalada foi planejada para trabalhar em sinergia com a futura subestação Manoel da Nóbrega e irá realizar a suavização do pico de demanda. As alternativas estudadas à solução de BESS não se mostraram viáveis na região, que possui parques e reservas ambientais e enfrentam grandes dificuldades para licenciamento ambiental.

O investimento autorizado pela ANEEL para as baterias como ativo de transmissão é de cerca de 146 milhões de reais com previsão de entrada em

operação para novembro de 2022, a fim de atender à demanda do Verão 2022/2023.

4. CONCLUSÕES

Em razão da diversidade de serviços que podem prestar ao *grid*, é notável a grande expectativa sobre o uso de baterias de grande porte nos mercados mundiais. Os montantes investidos em aplicações práticas de BESS na última década, bem como as arrojadas projeções de investimentos para os próximos anos, comprovam a eficácia dos resultados e benefícios obtidos e confirmam o potencial de crescimento da solução.

Cabe destacar que, além dos benefícios mencionados neste artigo, as soluções BESS apresentam um conjunto de atributos que corroboram para sua consolidação enquanto solução para os desafios atuais impostos pela transição energética, tais como eficiência operacional, ocupação de espaço reduzida, mobilidade, baixo impacto ambiental de operação, versatilidade, possibilidade de combinação de diferentes aplicações em um único sistema, modularidade e rápida instalação.

Diante de tantas vantagens e o constante declínio dos custos de implantação, será inevitável o ganho de escala das soluções BESS no mundo, o que provocará significativas transformações das matrizes elétricas nos próximos anos. Para tanto, além das questões técnicas e econômicas já em avanço, será necessário o aprofundamento nas discussões sobre aspectos regulatórios, o que já consta nas agendas regulatórias de diversos países, incluindo o Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AEMO (Australian Energy Market Operator), The Operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System, CEATI Grid Scale Battery Energy Storage Systems, March 2022.

Baker Mackenzie, Battery Storage – A global enabler of the Energy Transition, Report 2022.

IEA (2021), Energy Storage, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/energy-storage. Acesso em: 22 mai. 2022.

Nakashima, V.M., Bianco, A., El Hage, E.K., Souza, D.J.T., Teixeira, T.P., Rocha, F.A.; Araujo, P.F.M., Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia como Alternativa Inovadora para o Reforço do Atendimento Elétrico ao Litoral Sul do Estado de São Paulo, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Maio de 2022.

Rothacher, T., German Battery Storage: Market and Applications, Midwestern State Legilator´s Meeting, Germany Trade &Invest-GTAI, October 14, 2021.

Wood Mackenzie Power & Renewables/American Clean Power Association, U.S. energy storage monitor 2021 year in review executive summary, March 2022.

BENCHMARKING DE MOBILIDADE ELÉTRICA EM ILHAS: SISTEMAS ISOLADOS E SINERGIAS COM FONTES RENOVÁVEIS

Ismael Ávila[1]; Maria Silvina Medrano[1]; Luiz Rolim[1]; Roberto Boquetti Jr[2].

[1]Fundação CPQD; [2]Neoenergia

RESUMO

Para prever desafios e oportunidades para iniciativas de eletrificação sustentável da mobilidade em Fernando de Noronha, foram estudadas iniciativas similares em outras ilhas. Ilhas podem diferir muito em aspectos geofísicos, em autonomia política, em seu contexto legal, na ocupação humana e na disponibilidade local de recursos energéticos, inclusive renováveis. As muitas iniciativas encontradas sugerem a viabilidade de se descarbonizar a geração de energia e a mobilidade nos vários contextos insulares. Mas nenhuma ilha é idêntica a Fernando de Noronha. O estudo então enfocou aquelas com menores diferenças ou com iniciativas relevantes, para assim indicar as melhores alternativas.

Palavras-chave: Descarbonização, Mobilidade elétrica, Sistemas isolados.

ABSTRACT

To anticipate challenges and opportunities for initiatives of sustainable mobility electrification in Fernando de Noronha Island, similar initiatives in other islands were studied. Islands can differ in geophysical aspects, in political autonomy, in their legal context, in their human occupation and the local availability of energy resources, including renewables. The many initiatives found suggest the viability of decarbonizing the energy generation and mobility in different insular contexts. Yet, no island is identical to Fernando de Noronha. The study focused on those with lesser differences and relevant initiatives, to indicate the best alternatives.

Keywords: Decarbonization; Electric Mobility; Isolated Systems.

1. INTRODUÇÃO

Como parte do P&D Trilha Verde da Neoenergia, o estudo aqui resumido avaliou programas, ações e políticas de mobilidade elétrica e descarbonização energética em ilhas ao redor do mundo, identificando oportunidades e desafios para Fernando de Noronha, cujo programa “Carbono Zero” prevê eletrificar toda a frota até 2030, nos termos da Lei Estadual 16.810/20 (PERNAMBUCO, 2020).

É inegável que ilhas podem diferir bastante em aspectos geofísicos (tamanho, relevo, formato), situação geográfica (latitude, longitude e grau de isolamento), em autonomia política (território dependente, região autônoma ou estado independente), em seu contexto legal e regulatório (reserva da biosfera, patrimônio histórico e cultural, região ultraperiférica, etc.), na ocupação humana (densidade populacional, indicadores de IDH e de urbanização, atividades econômicas, entre outros), e na disponibilidade local de recursos energéticos, inclusive os renováveis (sol, vento, biomassa, marés, ondas, geotermia, etc.). Assim, o estudo pesquisou várias dezenas de ilhas, nos cinco continentes. Apesar das diferenças, a multiplicidade de iniciativas em curso ao redor do mundo sugere que a mobilidade elétrica e a descarbonização da matriz sejam viáveis, em diferentes formas e formatos, nos variados contextos insulares.

Em favor das energias limpas e da mobilidade elétrica pesam novas políticas e legislações locais, nacionais, continentais ou mundiais de redução das emissões de gases de efeito estufa. Concorrem também para isso inovações tecnológicas diversas de geração e armazenamento de energia, novas soluções de eficiência energética e a própria evolução dos veículos elétricos e de sua infraestrutura de recarga. Sobressaem também, como motivadores, aspectos estratégicos como a redução da dependência das ilhas em relação a insumos energéticos exógenos e questões de imagem, como a ênfase nos atributos de sustentabilidade de ilhas com vocação para o ecoturismo.

Apesar da diversidade de ilhas com iniciativas de descarbonização ou de mobilidade elétrica, nenhuma tem circunstâncias idênticas às de Noronha. Logo, no *benchmarking* (CPQD, 2021) foram priorizadas 20 ilhas com menores diferenças em relação a Noronha ou com iniciativas maduras e relevantes, que

merecem figurar entre as alternativas mais promissoras e cujos aspectos mais interessantes são resumidos e discutidos neste artigo.

2. COMPARAÇÃO DOS PRINCIPAIS ATRIBUTOS DAS ILHAS PRIORIZADAS

A maior parte das ilhas priorizadas está no Atlântico ou no Mediterrâneo, em grande parte porque pertencem a países europeus e, assim, se beneficiam dos programas e políticas do bloco em favor da sustentabilidade ambiental insular e da mobilidade elétrica. Hahajima (Japão) e Waiheke (Nova Zelândia) servem como contraponto na análise, por estarem fora do âmbito europeu.

Tendo Noronha como referência (magnitude 1), a Tabela 1 compara os atributos insulares mais relevantes. Por exemplo, no que trata do tamanho, nove ilhas têm dimensões próximas às de Noronha, e dez são muito maiores. Por outro lado, seis ilhas têm densidade populacional bem maior, e seis, bem menor.

A flutuação populacional ao longo do ano (em razão do turismo, por exemplo) desafia a infraestrutura local, inclusive no que trata do fornecimento de energia elétrica e na disponibilidade de meios de transporte. Noronha aparece em sexto lugar (considerando dados anteriores à pandemia da COVID-19).

Tabela 1 – Comparação dos atributos de magnitude das ilhas analisadas (CPQD, 2021)

Ilha	Superfície	População	Densidade	Flutuação	Distância ao Continente
Fernando de Noronha	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
Porto Santo (Madeira)	1,7	1,77	1,06	1,31	2,25
Madeira (Madeira)	28,5	84,6	2,97	0,18	2,25
Graciosa (Açores)	2,35	1,38	0,59	0,04	4,5
São Miguel (Açores)	28,8	44,4	1,54	0,12	3,85
Fuerteventura (Canárias)	63,8	37,7	0,52	0,47	0,27
Lançarote (Canárias)	32,5	50,5	1,51	0,55	0,39
La Palma (Canárias)	27,24	26,23	1,03	0,09	1,29
El Hierro (Canárias)	14,2	6,82	0,52	0,08	1,28
Gran Canária (Canárias)	60	274,5	4,58	0,14	0,59
Tenerife (Canárias)	78,24	291,7	3,74	0,18	0,86
Santiago (Cabo Verde)	38,1	85,8	2,26	0,01	2,81
São Vicente (Cabo Verde)	8,73	24,54	2,82	0,02	2,81

Salina (Itália)	1,01	0,84	0,84	0,62	0,11
Lampedusa (Itália)	0,77	2,03	2,62	0,34	0,35
Favignana (Itália)	0,76	1,1	1,45	1,91	0,02
Eigg (Escócia)	1,17	0,03	0,02	2,75	0,03
Sifno (Grécia)	2,84	0,84	0,30	1,0	0,39
Waiheke (Nova Zelândia)	3,53	3,11	0,88	3,03	0,015
Hahajima (Japão)	0,76	0,14	0,19	1,24	2,98

No quesito distância do continente (ou do sistema elétrico continental), nove das ilhas estão mais distantes que Noronha e nove estão mais próximas. Isso afeta as viabilidades técnica e econômica da conexão a um sistema elétrico externo. Pela proximidade, tal conexão já existe em Waiheke. Mas a proximidade não é, *per se*, garantia de conexão, como mostram Eigg e Favignana, apartadas do sistema elétrico nacional ou continental, apesar da pequena distância. Além disso, a inviabilidade da conexão à rede continental pode ser compensada pela conexão elétrica entre ilhas vizinhas, como já ocorre entre algumas das ilhas Canárias, trazendo mais resiliência ao sistema interligado frente a intermitências.

Outro atributo relevante é a latitude, pois ela influi na disponibilidade de energia solar (fotovoltaica ou térmica). Como mostrado na Figura 1a, Noronha é a mais equatorial das 20 ilhas, com três graus de latitude sul. Assim, sua insolação varia pouco ao longo do ano e depende mais das condições meteorológicas. As duas únicas outras ilhas analisadas situadas na faixa tropical são Santiago e São Vicente (Cabo Verde), ficando todas as demais na faixa entre os 25° e os 40° de latitude. Apesar da maior sazonalidade da insolação nessas latitudes, a fonte solar é relevante em quase todas as ilhas estudadas.

O estudo também comparou a descarbonização da matriz elétrica de com a disponibilidade local de fontes renováveis. A participação das renováveis nas matrizes variava de quase zero (Hahajima) a mais de 90% (Eigg), em 2020, como visto na Figura 1b. Esses extremos são, todavia, muito específicos: poucos habitantes e iniciativas recentes, no primeiro, e já maduras, no segundo.

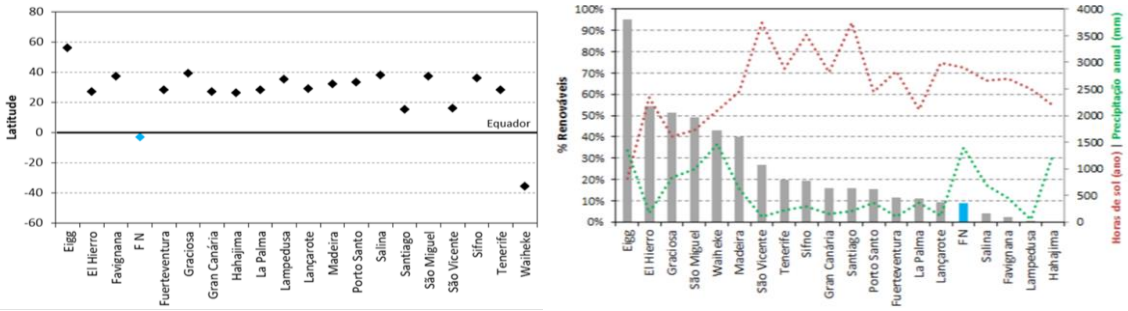


Figura 1 – (a) Latitude e (b) percentual de renováveis *vs* insolação e precipitação média anual (CPQD, 2021)

Em ilhas com iniciativas maduras e população significativa, a parcela das renováveis vai de 15% a 55%. Em Noronha, as fontes limpas já representaram cerca de 20% da matriz quando ainda operavam na ilha dois aerogeradores. Em 2021, porém, com o aumento do consumo e sua única geração renovável vinda das usinas fotovoltaicas, esse índice situava-se abaixo dos 10%.

A Figura 1b mostra que, muitas vezes, ilhas com pouca participação de renováveis têm mais horas de sol por ano que ilhas mais descarbonizadas, o que sugere que para substituir os combustíveis fósseis não basta dispor de uma fonte limpa, são necessários investimentos e políticas para explorar o recurso.

Tampouco uma boa precipitação média assegura a geração hidrelétrica. A ilha precisa ter topografia favorável e dispor de espaço para represas. Essa fonte se mostra relevante em Eigg, São Miguel e Madeira, com suas PCHs.

3. ESTÁGIO ATUAL DE DESCARBONIZAÇÃO E PRINCIPAIS INICIATIVAS

Como mostrado na Tabela 2, todas as ilhas dependem em algum grau da geração termelétrica. Embora ainda inevitáveis, em muitas das ilhas as usinas dessa fonte não renovável vêm recebendo investimentos de eficientização e em Porto Santo o CO_2 emitido é capturado e transformado em biomassa pelo cultivo de microalgas. A seguir, são discutidas outras iniciativas de energia renovável.

3.1 – Tipos de fontes renováveis e seu aproveitamento nas ilhas

No que trata das fontes renováveis, a geração eólica está presente em 14 das 20 ilhas estudadas. Algumas daquelas que não a exploram têm restrições legais (de natureza paisagística ou de tombamento histórico). Em Noronha, essa fonte tem bom potencial para ser retomada, sobretudo a *offshore* (EPE, 2021). Adicionalmente, é possível tirar lições de ilhas que vêm conseguindo mitigar as flutuações da energia eólica com o uso de soluções de armazenamento.

Por sua vez, sistemas fotovoltaicos distribuídos ou centralizados existem em todas as ilhas estudadas, mas com variadas participações na geração total. Em Noronha, a capacidade instalada da geração fotovoltaica centralizada está sendo ampliada com duas novas usinas, cada uma com 50 kWp de potência instalada, e que, juntamente com 12 VEs e dez novas estações de recarga, são uma contribuição do PeD Trilha Verde para descarbonizar a ilha. Mas é grande também o potencial das gerações fotovoltaica e heliotérmica distribuídas, e diversas unidades consumidoras locais vêm investindo nesses sistemas.

Já a geração hidrelétrica está presente em somente oito das ilhas, pois, como comentado, ela depende de uma combinação de relevo favorável e boa pluviosidade média. Por exemplo, tanto os Açores quanto a ilha da Madeira aliam boa precipitação a um relevo acidentado. Na Madeira, 16% da geração total de eletricidade em 2018 vieram de PCHs. Em contraste, as ilhas mediterrâneas, em geral, têm relevo montanhoso, mas baixo índice pluviométrico, a exemplo do que ocorre nas Canárias. Por sua vez, Fernando de Noronha tem relevo acidentado e índices pluviométricos acima dos das ilhas analisadas, mas, por suas pequenas dimensões, oferece poucos locais aptos à implantação de usinas hidrelétricas, ainda que de pequeno porte.

Tabela 2 – Comparativo das matrizes energéticas das ilhas analisadas (CPQD, 2021)

Ilha	% de renováveis	Térmica / Grupo Diesel	Eólica	FV	Hidrelétrica	Geotérmica
Fernando de Noronha	6%	Sim	Não	Sim	Não	Não
Porto Santo (Madeira)	15,3%	Sim	Sim	Sim	Não	Não
Madeira (Madeira)	40%	Sim	Sim	Sim	Sim	Não

Graciosa (Açores)	51,5%	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
São Miguel (Açores)	49%	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Fuerteventura (Canárias)	11,2%	Sim	Sim	Sim	Não	Em estudo
Lançarote (Canárias)	9,3%	Sim	Sim	Sim	Não	Em estudo
La Palma (Canárias)	11,1%	Sim	Sim	Sim	Sim	Em estudo
El Hierro (Canárias)	53,3%	Sim	Sim	Sim	Sim	Em estudo
Gran Canária (Canárias)	16%	Sim	Sim	Sim	Sim	Em estudo
Tenerife (Canárias)	19,51%	Sim	Sim	Sim	Sim	Em estudo
Santiago (Cabo Verde)	15,8%	Sim	Sim	Sim	Sim	Em estudo
São Vicente (Cabo Verde)	27%	Sim	Sim	Sim	Não	Em estudo
Salina (Itália)	4,1%	Sim	Não	Sim	Não	Em estudo
Lampedusa (Itália)	0,48%	Sim	Não	Sim	Não	Não
Favignana (Itália)	2,29%	Sim	Não	Sim	Não	Não
Eigg (Escócia)	95%	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
Sifno (Grécia)	19,2%	Sim	Sim	Sim	Em estudo	Em estudo
Waiheke (Nova Zelândia)	43%	Sim	Não	Sim	Não	Não
Hahajima (Japão)	0%	Sim	Não	Sim	Não	Não

No caso da energia geotérmica, ela já é realidade nas ilhas açorianas de Graciosa e São Miguel, que se beneficiam de sua localização na Cadeia Dorsal Mesoatlântica. Mas mesmo nos Açores sua participação ainda é muito inferior à observada na Islândia, ilha pertencente à mesma cordilheira oceânica. Outras ilhas estudadas, como as do Cabo Verde, ainda avaliam o potencial geotérmico. Mas Fernando de Noronha, a despeito de sua origem vulcânica, não dispõe, aparentemente, de um potencial geotérmico significativo a ser aproveitado.

Por fim, outras opções renováveis de geração, como ondas e marés, têm ainda um nível mediano de maturidade ou dependem muito da geografia local, em geral sujeita a restrições quanto a alterações na orla marítima das ilhas.

3.2 – Armazenamento de excedentes e atenuação de intermitências

Os sistemas de armazenamento de energia são parte essencial de diferentes sistemas elétricos, como nas aplicações em microrredes, de backup de energia, na otimização e na estabilização da geração por fontes renováveis

intermitentes, na prestação de serviços ancilares à rede elétrica, entre outros. As principais soluções identificadas nas ilhas estudadas são detalhadas a seguir:

- **Baterias**

Otimizações possibilitadas pelo armazenamento e por gestão das fontes e ações de redespacho podem reduzir significativamente a emissão de CO_2 ao minimizarem o uso de termelétricas, como discutido em (MIGUEL *et al.*, 2017). Baterias são utilizadas para otimizar o aproveitamento de picos de geração fotovoltaica e eólica e evitar que desequilibrem o sistema. Há iniciativas desse tipo em Eigg, Graciosa, Porto Santo e São Miguel, enquanto em Cabo Verde as baterias são usadas em vilarejos remotos para a universalização do serviço de energia por microrredes. Já em Fernando de Noronha, o P&D Trilha Verde vai instalar e testar um sistema de armazenamento em baterias de 100 kW/200kWh.

- **Baterias em segunda vida**

Porto Santo testa na prática o reuso de baterias descartadas de veículos elétricos, no que se denomina *second-life*. Como essas baterias ainda mantêm cerca de 80% de sua capacidade original, o reuso é viável em aplicações estacionárias que não exigem alta densidade energética. E tal reuso habilita muitas das aplicações mencionadas acima, além de encurtar o prazo de *payback* e tornar mais atraentes os investimentos nesses sistemas. É também benéfico para o ambiente ao retardar o descarte das baterias. Estima-se que esse uso ultrapassará os 200 GWh até 2030 (ENGEL *et al.*, 2019).

- **Centrais reversíveis**

O desenvolvimento de usinas hidroeólicas reversíveis para armazenar os excedentes da geração eólica é uma abordagem inovadora. Tal solução foi identificada em três das ilhas estudadas, mas com distintos níveis de maturidade. El Hierro, nas Canárias, é a mais adiantada, pois sua implantação-piloto, a usina Gorona del Viento, já opera desde 2014, com impacto claro na matriz energética local. Em seguida vem a Gran Canária, com a usina reversível de Chira-Soria, em processo de implantação, com previsão de inauguração em 2026. Em terceiro aparece Sifno (Grécia), com uma central reversível usando água do mar

em vez de água doce já prevista no *roadmap* de descarbonização, mas que ainda se encontra nas etapas de planejamento e busca de financiamento.

- **Hidrogênio**

Em Fuerteventura (Canárias) foi proposto armazenar energia na forma de hidrogênio (H_2) numa área próxima da usina termoelétrica e em combinação com um sistema gerador híbrido diesel-eólico, reduzindo perdas com transporte da energia elétrica e evitando a proximidade com áreas habitadas. A produção local de H_2 poderá futuramente alimentar barcos, balsas e ônibus com células a combustível. Outras iniciativas de barcos a hidrogênio foram identificadas no universo das 60 ilhas avaliadas na primeira etapa do *benchmarking*.

- **Ultracapacitores e volantes de inércia**

Na ilha de Eigg é relatado o uso de ultracapacitores para estabilizar transitórios de geração, solução ainda no início de sua curva de difusão, por serem os ultracapacitores um avanço recente. As aplicações atuais buscam avaliar a tecnologia e seus benefícios potenciais para sistemas elétricos de maior porte. Já os volantes de inércia são uma tecnologia mais madura, que também vem sendo empregada para estabilização de transitórios em sistemas elétricos insulares que buscam uma maior participação de fontes intermitentes.

- **Por pressão submarina**

A ilha Sifno (Grécia) avalia uma solução inovadora de armazenamento de energia, semelhante ao das usinas reversíveis, mas que em vez de construir dois reservatórios em desnível, tira proveito de diferenças de pressão da água do mar. Trata-se de uma tecnologia ainda imatura e que requer validação prática.

- **Na forma de modulação horária da dessalinização**

Foi proposto usar a usina dessalinizadora de Porto Santo como carga elétrica controlável, deslocando no tempo as operações de osmose reversa e de bombeamento da água do mar, de forma a coincidirem melhor com os picos de geração de fontes renováveis intermitentes disponíveis na ilha (PESSOA, 2020).

Tal estratégia parece viável para Noronha, cuja usina está ampliando sua capacidade de 15 para 72 m^3/hora de água (COMPESA, 2021). Com gestão

da demanda associada à osmose reversa e ao recalque da água dessalinizada, a usina em tese poderia ajudar a otimizar o uso das fontes intermitentes.

3.3 – Soluções de eficientização do sistema elétrico insular

A descarbonização da matriz elétrica é potencializada por medidas de redução de perdas na geração, na transmissão, na distribuição e nos usos finais da energia. Essas medidas são ainda mais relevantes em contextos insulares, dadas as naturais restrições de recursos. As soluções identificadas incluem:

- **Reforma e repotenciação de geradores**

Várias ilhas modernizaram ou reformaram suas usinas termoelétricas como forma de reduzir a emissão de CO_2 por unidade de energia elétrica produzida. Em Lançarote (Canárias), a reforma dos grupos geradores a diesel elevou sua eficiência de 40% para 52%. Em Fuerteventura (Canárias), turbinas eólicas com muitos anos de uso foram reformadas para aumentar sua produtividade e sua participação na matriz local.

- **Requalificação de edifícios**

Diversas ilhas buscam economia de energia em usos cotidianos, e no curto prazo acabam sendo priorizados *retrofits* de prédios comunitários públicos. Há planos de requalificação de edifícios em Salina e Sifno. Os Açores seguem a Diretiva sobre Eficiência Energética em Edifícios (EPBD) e nas Canárias o poder público incentiva a compra de kits para economia de energia nas residências.

- **Adoção de iluminação pública com LED**

Muitas ilhas modernizam sua iluminação pública com lâmpadas de LED. Algumas modernizam o acionamento das luminárias para reduzir o consumo em situações em que uma iluminação mais intensa não se faz necessária. Em Noronha, tais ações já vêm sendo empreendidas há alguns anos.

- **Conexão com outro sistema elétrico**

Na impossibilidade de conexão elétrica com o sistema continental, um sistema insular isolado se beneficia quando ligado a um sistema isolado vizinho, como foi feito entre as ilhas de Fuerteventura e de Lançarote, nas Canárias, separadas por 11 km, e como proposto para as ilhas da Madeira e de Porto

Santo, distantes 60 km (Gouveia, 2018). Além de dar maior resiliência a ambas as redes, a integração elétrica traz flexibilidade no aproveitamento dos picos de geração das fontes renováveis intermitentes, de lado a lado, evitando que energia precise ser descartada para não pôr em risco o sistema local.

- **Redes elétricas inteligentes**

Diversas ilhas investem em *smart grid*, com soluções de automatização das manobras para agilizar a operação da rede diante da maior participação de fontes intermitentes, e facilitar ações de redespacho para tirar o melhor proveito possível das energias eólica e fotovoltaica, por exemplo. As infraestruturas de avançadas de medição (AMI) e os dispositivos de autogestão do consumo, como os In-Home Displays (IHD), contribuem para a modulação do consumo e a resposta a sinais tarifários frente a picos ou vales da geração intermitente.

3.4 – Mobilidade elétrica

Foram encontradas iniciativas de mobilidade elétrica em vários graus de maturidade (Tabela 4). Todas as 20 têm alguma modalidade de incentivo para a compra de veículos elétricos ou restrições para a compra de veículos a combustão e 15 das 20 ilhas têm metas claras de eletrificação de suas frotas. Incentivos para a instalação de pontos de recarga existem em 16 das ilhas. Por outro lado, uma única ilha (Lançarote) testa veículos elétricos autônomos.

Tabela 4 – Comparativo de Iniciativas em Mobilidade Elétrica (CPQD, 2021)

Ilha	Incentivos p/ VEs	Incentivos p/ eletropostos	Incentivos p/ VEs levíssimos	Ônibus elétricos	*Vehicle to Grid* (V2G)	VEs autônomos	Eletrificação da frota
Noronha	✓	✓	✓				✓
Porto Santo	✓	✓			✓		
Madeira	✓	✓			✓		✓
Graciosa	✓	✓	✓	✓			✓
São Miguel	✓	✓			✓		✓
Fuerteventura	✓	✓					
Lançarote	✓	✓				✓	✓
La Palma	✓	✓					✓
El Hierro	✓	✓					✓

Gran Canária	✓	✓					✓
Tenerife	✓	✓			✓		✓
Santiago	✓	✓	✓	✓			✓
São Vicente	✓	✓	✓	✓			✓
Salina	✓			✓			✓
Lampedusa	✓		✓	✓			✓
Favignana	✓	✓	✓		✓		
Sifno	✓						✓
Eigg	✓		✓				
Waiheke	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Hahajima	✓	✓	✓	✓			

4. CONCLUSÕES

O *benchmarking* identificou desafios para a descarbonização da geração de energia e da mobilidade no contexto de Fernando de Noronha. A geração limpa é pré-condição para tornar a mobilidade elétrica mais sustentável. As fontes renováveis podem ter sua exploração dificultada por restrições físicas, técnicas e/ou legais à instalação de usinas centralizadas fotovoltaicas ou eólicas, a exemplo de outras ilhas turísticas. Isso pode explicar a menor participação das renováveis em comparação com as ilhas mais avançadas na descarbonização.

Quanto à mobilidade elétrica, a exemplo de outras ilhas, Noronha já tem políticas para carros elétricos, mas pode avançar na eletrificação de sua frota de ônibus e no aumento da disponibilidade de infraestruturas de recarga.

Já ocorrem várias boas iniciativas nesse sentido, algumas previstas no âmbito do P&D Trilha Verde, do qual este estudo é parte, e outras dos próprios moradores da ilha, como a compra de VEs e de sistemas de geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PERNAMBUCO. Lei nº 16.810, de 7 de janeiro de 2020. Disponível em: <https://leisestaduais.com.br/pe/>. Acesso em: mai. 2022.

CPQD. “Benchmarking Internacional”. DOT-9708-RT-01-AB. Projeto “Aplicações Ambientalmente Sustentáveis da Mobilidade Elétrica para a Ilha de Fernando de Noronha”, Campinas, mar. 2021.

EPE. “Sistemas Isolados Fernando de Noronha: Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo”. Rio de Janeiro, nov. 2021.

ENGEL, H.; HERTZKE, P.; SICCARDO, G. “Second-life EV batteries: The newest value pool in energy storage”. McKinsey & Co., 2019. Disponível em: <www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/second-life-ev-batteries-the-newest-value-pool-in-energy-storage>. Acesso em: mar. 2021.

COMPESA. Governo de Pernambuco investe R$ 22 milhões em sistema de dessalinização em Fernando de Noronha, fev. 2021. Disponível em: <https://servicos.compesa.com.br/governo-de-pernambuco-investe-r-22-milhoes-em-sistema-de-dessalinizacao-em-fernando-de-noronha/> Acesso em: 06 mai. 2022.

GOUVEIA, L. M. C. Projeto de Ligação Elétrica entre a Ilha da Madeira e a Ilha do Porto Santo. Dissertação na Universidade da Madeira, set. 2018.

MIGUEL, M. *et al.* Energy source for renewable energy integration: the case of Madeira Island, Portugal. 4th Intl Conf. on Energy and Environment Research, ICEER 2017, 17-20 jul. 2017, Porto, Portugal. Energy Procedia 136 251–257.

PESSOA, F. J. R. Estudo simulado do funcionamento estacionário de um sistema de energia elétrica de pequena escala e com elevada disseminação de renováveis variáveis. Dissertação na Universidade de Coimbra, fev. 2020.

BIOENERGY WITH CARBON CAPTURE AND STORAGE (BECCS) NO BRASIL: ANÁLISE ECONÔMICA PARA O DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA NO PAÍS A PARTIR DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Brenda Silveira[1]; Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]; Edmilson Moutinho dos Santos[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Tendo em vista os crescentes esforços para mitigação de gases de efeito estufa (GEE), a bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS) destaca-se devido, principalmente, à capacidade de alcançar emissões negativas. Para o Brasil, a produção de etanol e bioenergia, somada à geologia propícia ao armazenamento e à madura indústria de petróleo, evidenciam BECCS como importante tecnologia para a mitigação de GEE no país. No entanto, a tecnologia não tem avançado conforme projetado, o que pode comprometer o seu potencial mitigatório. Dessa forma, este artigo realiza uma revisão bibliográfica com o objetivo de levantar as principais barreiras enfrentadas por BECCS e as estratégias construídas para enfrentá-las. A nível internacional, conclui-se que os países têm buscado superar o risco das fases iniciais de implementação da tecnologia, alcançar custos mais baixos de operação, e definir mecanismos que permitam a remuneração ao serviço entregue por BECCS. Por outro lado, o Brasil ainda enfrenta a falta de um arcabouço regulatório que defina as regras para o funcionamento de CCS (incluindo BECCS) no país, mas essa questão tem sido abordada pelo subcomitê ProBioCCS, no âmbito do Programa Combustível do Futuro. Ainda, após a definição desse arcabouço, é possível que plantas de BECCS encontrem rendimento favorável para atuar no Brasil, tendo em vista o bônus de 20% ao CBio de biocombustíveis que apresentem emissões negativas.

Palavras-chave: BECCS; Barreiras; Políticas de incentivo; Brasil.

ABSTRACT

In view of the growing efforts to mitigate greenhouse gases (GHG), bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) stands out mainly due to its ability to achieve negative emissions. For Brazil, the production of ethanol and bioenergy, combined with its geology and the mature oil industry, show BECCS as an important technology for GHG mitigation in the country. However, the technology has not advanced as projected, which may compromise its mitigation potential. In this context, this article carries out a bibliographic review with the objective of raising the main barriers faced by BECCS and the strategies built to overcome them. At the international level, it is concluded that countries have sought to overcome the risk of the initial stages of technology implementation, achieve lower operating costs, and define mechanisms that allow remuneration for the service delivered by BECCS. On the other hand, Brazil still faces the lack of a regulatory framework that defines the rules for the operation of CCS (including BECCS) in the country, but this issue has been addressed by the ProBioCCS subcommittee, within the scope of the Fuel Program of the Future. Also, after defining this framework, it is possible that BECCS plants will find favorable performance to operate in Brazil, in view of the 20% bonus to the CBio of biofuels that present negative emissions.

Keywords: BECCS; Barriers; Incentives policies; Brazil.

1. INTRODUÇÃO

A tecnologia de bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS) é caracterizada por quatro etapas principais: aproveitamento da biomassa para geração de bioenergia, captura do gás carbônico emitido, transporte desse CO_2 (após ser comprimido a um estado super crítico), e armazenamento em formações geológicas profundas (KETZER et al., 2016). Nesse contexto, visto que a bioenergia é inicialmente considerada uma fonte neutra em emissões de CO_2 – devido à captura desse gás durante o crescimento da biomassa – BECCS apresenta o potencial de diminuir as concentrações totais de CO_2 na atmosfera e fornecer emissões negativas (CONSOLI, 2019).

Em decorrência disso, BECCS é visto como fundamental para alcançar a meta definida no Acordo de Paris, isto é, manter a elevação da temperatura média global em 1.5°C em relação a níveis pré-industriais (ROGELJ et al., 2018). Nesse contexto, estudos que avaliam diferentes cenários, a exemplo de Daioglou et al. (2019), Köberle et al. (2022) e Stavrakas et al. (2018), argumentam que a implementação em larga escala de BECCS permite alcançar essa meta acarretando custos menores à economia e à população.

No que diz respeito à distribuição regional de BECCS, as regiões com maior potencial para sua adoção em larga escala são aquelas em que há uma indústria madura de bioenergia, infraestrutura de transporte de CO_2 e local apropriado para armazenamento (BABIN; VANEECKHAUTE; ILIUTA, 2021). Assim, Fridahl (2018) destaca que a Suécia apresenta característica favoráveis para a implementação de BECCS e pode atuar como líder na promoção dessa tecnologia. Além disso, o atlas “The Global Status of CCS 2021”, desenvolvido pelo Global CCS Institute demonstrou que os Estados Unidos, Noruega, Dinamarca e Suécia lideram nesse contexto, com plantas de BECCS já em operação, ou em estágio de desenvolvimento avançado (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2021).

No Brasil, a implementação em larga escala de BECCS se mostra relevante, em primeiro lugar, pela significativa participação da indústria de biocombustíveis na economia e nas emissões do país. Segundo Ketzer et al. (2016, p. 75), “as emissões de bioenergia representam 22% das emissões anuais no Brasil, o que torna BECCS – e as potenciais emissões negativas – uma importante opção para o país”. Além disso, no compromisso adotado pelo Brasil em sua NDC (National Determined Contribution) junto ao Acordo de Paris, o país apresentou o estímulo à indústria nacional de biocombustíveis como ferramenta fundamental para alcançar a meta de reduzir suas emissões em 37% até 2025, em relação aos níveis de 2005 (BRAZIL, 2015). Assim, é esperado que a indústria se torne ainda mais relevante no país, o que alavanca o potencial de implementação de BECCS no Brasil.

Outro aspecto favorável é que a maior parte das plantas de biocombustível do país está concentrada na região sudeste, que também conta com uma infraestrutura de dutos já existente (ROCHEDO et al., 2016; SILVA et al., 2018). Somado a isso, a região também conta com bacias sedimentares com alta prospectivade para o armazenamento do carbono (MOREIRA et al., 2016; RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019). Ademais, condições favoráveis também são observadas para a implementação de BECCS no Nordeste e no Centro-Oeste (KETZER et al., 2016).

No entanto, essa tecnologia não tem avançado conforme esperado, e o ritmo observado não é suficiente para que BECCS entregue os níveis de mitigação projetados (IEA, 2018). Conforme abordado em Daioglou et al. (2019), para ser eficaz, BECCS deve operar em larga escala até 2040, e de acordo com Bellamy et al. (2021, p. 50), isso requer que modelos de negócios relacionados a BECCS estejam operando em 2030. Nessa linha, Fridahl et al. (2020) e Schenuit et al. (2021) argumentam que a principal razão para o atraso no desenvolvimento de BECCS é a ausência de incentivos econômicos. Ainda, os stakeholders do Reino Unido e da Suécia entrevistados por Bellamy et al. (2021) questionam o grande número de incentivos para energias renováveis em contrapartida com a falta de incentivos específicos para BECCS.

Nesse cenário, este artigo desempenha uma revisão bibliográfica para levantar os principais pontos que devem ser abordados em uma política econômica para a promoção de BECCS, tendo em vista as barreiras enfrentadas por essa tecnologia. Em seguida, levanta as barreiras enfrentadas por BECCS no Brasil e as estratégias elaboradas para superá-las, segundo documentos oficiais do Programa Combustível do Futuro,

2. BARREIRAS INTERNACIONAIS E CONSEQUENTES ESTRATÉGIAS IMPLEMENTADAS PARA O DESENVOLVIMENTO DE BECCS

A revisão bibliográfica apontou que as políticas econômicas que objetivam a promoção de BECCS devem ser construídas tendo em vista o estágio de maturidade da tecnologia no país. Dessa forma, nos países e regiões

em que ainda não há perspectiva comercial para plantas de BECCS, faz-se necessário definir políticas que buscam superar o risco das fases iniciais para alcançar o estágio de funcionamento comercial. Em contrapartida, nas regiões em que essa barreira já foi superada, revela-se a necessidade de promover meios para gerar rendimento aos projetos de BECCS e garantir a sua funcionalidade no longo prazo.

A partir disso, em primeiro lugar, Zapantis, Towsend e Rassool (2019) apontam a necessidade de diminuir os riscos relacionados à implementação de BECCS, atrelados, primeiramente, aos altos custos dessa tecnologia. Sendo assim, Rassool (2019) indica a importância de realizar financiamentos sob concessão, analisando o caso de cada planta. O autor ressalta, ainda, que essa estratégia exige a parceria do setor público e privado para o levantamento de fundos. Nesse contexto, a criação de economias de escala para a diminuição dos custos de BECCS é o objetivo final (SCHENUIT et al., 2021).

Assim, vale ressaltar a iniciativa do governo norueguês que, em parceria com o setor privado, subsidiou grande parte da implementação de CCS à planta Fortum Oslo Varme, que gera energia a partir de resíduos sólidos (WtE, do inglês waste-to-energy) (MÖLLERSTEN et al., 2021). Nos Estados Unidos, a Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, planta de etanol com captura e armazenamento de carbono, também recebeu verba pública e privada para o seu desenvolvimento (RASSOOL et al., 2020).

Porém, esse objetivo de diminuir os custos a partir do estímulo de plantas estratégicas não será alcançado se a etapa de transporte não for vista como fundamental para criação de escala (MÖLLERSTEN et al., 2021). Segundo Stavrakas, Spyridaki e Flamos (2018), a etapa de transporte pode se mostrar o maior gargalo à implementação em larga-escala de BECCS, devido ao volume menor produção de gás carbônico nas plantas de bioenergia, principalmente quando comparadas a plantas de CCS atreladas a fontes fósseis.

No que diz respeito a essa questão, vale destacar o projeto Langskip CCS Network, liderado pelo governo da Noruega, que visa a criação de um hub

para o transporte e armazenamento de grande volume de CO_2 no mar do norte (MÖLLERSTEN et al., 2021).

Por outro lado, superado o estágio inicial, faz-se necessário a criação de mecanismos que permitam que BECCS alcance rendimentos financeiros. Segundo apontado por Ricci (2012) e Fridahl et al. (2020), não há rendimento para BECCS fora do contexto de recuperação avançada de petróleo. Isso se dá porque essa tecnologia fornece um serviço que é incapaz de ser precificado de acordo com as regras de oferta e demanda, uma vez que não é possível impedir não-pagantes de desfrutar de um meio ambiente mais limpo (ZWEIFEL; PRAKTIKNJO; ERDMANN, 2017).

Assim, são necessários mecanismos que valorizem o serviço ofertado por BECCS, que é uma menor concentração de CO_2 na atmosfera (FRIDAHL et al., 2020). Nesse contexto, vale destacar a iniciativa 45Q dos Estados Unidos, que fornece créditos aos operadores de plantas que capturam CO_2, e esses agentes podem utilizar o valor desse crédito para abater seus impostos (RASSOOL et al., 2020). Ainda, os operadores que destinam o CO_2 capturado ao armazenamento geológico – e não à recuperação avançada de petróleo – recebem créditos com valores mais altos (RASSOOL et al., 2020).

3. BARREIRAS NACIONAIS E ESTRATÉGIAS ADOTADAS PARA O AVANÇO DE BECCS

A estratégia mais diretamente relacionada ao avanço de BECCS no Brasil é o Programa Combustível do Futuro, implementado em 2021, que intitula como um de seus objetivos “estabelecer condições para uso de tecnologia de captura e armazenamento de carbono associada a produção de biocombustíveis” (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2021a). Para isso, foi definido o subcomitê técnico ProBioCCS (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2021b).

Segundo a ata da primeira reunião do grupo, os objetivos principais do subcomitê ProBioCCS são: endereçar a ausência de legislação que abarque a questão de captura de carbono identificando a agência responsável e

regulamentando a atividade, e legislar sobre possíveis choques de interesse para utilização da área, tendo em vista que ela pode ser requerida para mineração, exploração de petróleo e gás, ou armazenamento de carbono (SUBCOMITÊ PROBIOCCS, 2021a).

Dessa forma, na segunda reunião, Isabela Morbach, aluna de doutorado do Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da USP, argumentou que a principal barreira que a atividade de CCS enfrenta é a falta de legislação quanto à responsabilidade de longo prazo (SUBCOMITÊ PROBIOCCS, 2021b). Dessa forma, legislar sobre a responsabilidade de longo prazo deve ser um dos focos do subcomitê ProBioCCS. No Brasil, em específico, essa barreira se mostra fundamental, conforme apontado.

Além desse ponto, também foi discutida nas reuniões do subcomitê a atuação de entes governamentais nas etapas de definição do local de armazenamento e transporte. No entanto, ficou resolvido que essa decisão não cabe à presente etapa do processo, cuja preocupação é de somente definir as responsabilidades dos órgãos federais, isto é, qual entidade deve ficar encarregada de regular cada etapa do processo. Após essa etapa, cada entidade seguirá seu estudo para definir parâmetros mais específicos (SUBCOMITÊ PROBIOCCS, 2021c).

Em resumo, a atuação do subcomitê se restringirá a indicar os órgãos responsáveis por definir as “regras do jogo” para a atividade de CCS no Brasil, incluindo BECCS. Em decorrência disso, não haverá a menção a subsídios no Projeto de Lei que resultará dos esforços do subcomitê ProBioCCS (SUBCOMITÊ PROBIOCCS, 2021d).

No entanto, apesar de as preocupações apresentadas no subcomitê se mostrarem anteriores à definição de incentivos, a Política Nacional de Biocombustíveis (Renovabio), que entrou em vigor em 26 de dezembro de 2017, abriu a possibilidade de geração de rendimentos para plantas de BECCS (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2017). Essa possibilidade atua no âmbito do Crédito de Descarbonização (CBio), em que são atribuídos créditos aos produtores de biocombustíveis no montante da diferença da intensidade de

carbono entre o biocombustível em questão e seu combustível fóssil concorrente (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2021).

Nesse contexto, o Renovabio instituiu um bônus de 20% no CBio dos produtores que conseguirem provar emissões negativas ao longo da produção do seu biocombustível (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2017). Essa definição indica uma clara possibilidade de geração de rendimentos para projetos de BECCS que não são atrelados à atividade de recuperação avançada de petróleo.

A partir disso, é possível concluir que as barreiras enfrentadas por BECCS no Brasil são diferentes daquelas enfrentadas por países como Estados Unidos, Suécia e Noruega. Nesses últimos, mostra-se necessário diminuir os custos da tecnologia – estimulando plantas em indústrias estratégicas – e criar mecanismos para garantir a operacionalização das plantas no longo prazo. Por outro lado, no Brasil, ainda se faz necessário enfrentar a falta de arcabouço regulatório que defina os critérios que cercam o funcionamento de BECCS. Apesar disso, uma vez definido esse arcabouço, o Brasil já apresenta instrumento que remuneram o serviço ofertado por BECCS.

Por fim, em comparação com os esforços internacionais, não há menção nos documentos brasileiros à criação de economias de escala, seja por meio de estímulo de plantas estratégicas, seja por meio da construção de uma infraestrutura de transporte para o CO_2 capturado nas plantas de bioenergia.

4. CONCLUSÃO

O presente artigo realizou uma revisão bibliográfica com o objetivo de mapear as principais barreiras ao desenvolvimento de BECCS e como os países têm se organizado para superá-las. Em seguida, este artigo também analisa as atas das reuniões do subcomitê ProBioCCS, que atua no âmbito do Programa Combustível do Futuro, com o objetivo de compreender quais são os obstáculos a BECCS no Brasil, como eles têm sido enfrentados, e como se comparam às experiências internacionais.

A partir dessa revisão, é possível argumentar que as políticas internacionais são construídas para (i) superar o risco das fases iniciais e criar

economias de escala e (ii) construir mecanismos que valorizem o serviço entregue por BECCS e garanta um meio para gerar rendimento às plantas dessa tecnologia. Nesse sentido, vale ressaltar os subsídios destinados a plantas estratégicas na Noruega e Estados Unidos, e ao programa de créditos e abatimento fiscal destinado a plantas de CCS nos Estados Unidos.

Em relação ao Brasil, as discussões incorridas no âmbito do subcomitê ProBioCCS demonstram que ainda há a necessidade de construir um arcabouço regulatório para reger a atuação da CCS no país. Ainda, definiu-se que a discussão acerca de incentivos econômicos será realizada após a definição desse arcabouço regulatório.

Em contrapartida, o bônus de 20% a produtores de biocombustíveis que apresentem emissões negativas no ciclo de vida do seu biocombustível, instituído pelo Renovabio, define um mecanismo propício à atuação de BECCS. Dessa forma, uma vez definido o arcabouço regulatório, é possível que haja a implementação da tecnologia no país.

Por fim, os esforços brasileiros não abrangem outras áreas destacadas nas experiências internacionais, como construção de infraestrutura de transporte e estímulo a plantas estratégicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BABIN, A.; VANEECKHAUTE, C.; ILIUTA, M. C. Potential and challenges of bioenergy with carbon capture and storage as a carbon-negative energy source: A review. Biomass and Bioenergy, v. 146, n. December 2020, 2021.

BELLAMY, R. et al. Incentivising bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) responsibly: Comparing stakeholder policy preferences in the United Kingdom and Sweden. Environmental Science and Policy, v. 116, n. April 2020, p. 47–55, 2021.

BRAZIL. Intended Nationally Determined Contribution: Towards achieving the objective of the United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em: <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published

Documents/Brazil/1/BRAZIL iNDC english FINAL.pdf>.

CONSOLI, C. Bioenergy and Carbon Capture and Storage. Global CCS Institute, p. 1–14, 2019.

DAIOGLOU, V. et al. Integrated assessment of biomass supply and demand in climate change mitigation scenarios. Global Environmental Change, v. 54, n. January, p. 88–101, 2019.

FRIDAHL, M. Bioenergy with carbon capture and storage: From global potentials to domestic realities. Brussels: European Liberal Forum, 2018.

FRIDAHL, M. et al. Mapping Multi-Level Policy Incentives for Bioenergy With Carbon Capture and Storage in Sweden. Frontiers in Climate, v. 2, n. December, 2020.

GLOBAL CCS INSTITUTE. The Global Status of CCS 2021: CCS accelerating to net zero. Australia: [s.n.]. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/#:~:text=The Global Status of CCS,%2C finance%2C and emerging trends.>.

IEA. Five keys to unlock CCS investment. Paris: [s.n.]. Disponível em: <https://www.iea.org/media/topics/ccs/5KeysUnlockCCS.PDF%0Ahttp://www.iea.org/media/topics/ccs/5KeysUnlockCCS.PDF>.

KETZER, J. M. M. et al. Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO2. [s.l.] Pontífica Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2016.

KÖBERLE, A. C. et al. Can global models provide insights into regional mitigation strategies? A diagnostic model comparison study of bioenergy in Brazil. [s.l.] Springer Netherlands, 2022. v. 170

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Combustível do Futuro. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/combustivel-do-futuro>. Acesso em: 23 fev. 2022a.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Subcomitês. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-

biocombustiveis/combustivel-do-futuro/subcomites-1>. Acesso em: 23 fev. 2022b.

MÖLLERSTEN, K. et al. Policies for the promotion of BECCS in the Nordic countries. [s.l.] Nordic Council of Ministers, 2021.

MOREIRA, J. R. et al. BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. Applied Energy, v. 179, p. 55–63, 2016.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Lei Nº 13.576, de 26 de Dezembro de 2017Secretaria Geral. Brasília, DF: [s.n.]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/L13576.htm?origin=instituicao>. Acesso em: 19 jul. 2021.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Despacho Presidêncial: Resolução N° 7, de 20 de abril de 2021Diário Oficial da União. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-320067170>. Acesso em: 19 jul. 2021.

RASSOOL, D. Financing BECCS in developing countries. Global CCS Institute, 2019.

RASSOOL, D. et al. Overview of organisations and policies supporting the deployment of large-scale CCS facilities. [s.l.] Global CCS Institute, 2020.

RESTREPO-VALENCIA, S.; WALTER, A. Techno-economic assessment of bio-energy with carbon capture and storage systems in a typical sugarcane mill in Brazil. Energies, v. 12, n. 6, 2019.

RICCI, O. Providing adequate economic incentives for bioenergies with CO 2 capture and geological storage. Energy Policy, v. 44, p. 362–373, 2012.

ROCHEDO, P. R. R. et al. Carbon capture potential and costs in Brazil. Journal of Cleaner Production, v. 131, p. 280–295, 2016.

ROGELJ, J. et al. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development.Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on

the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change,. [s.l.] IPCC, 2018. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf>.

SCHENUIT, F. et al. Carbon Dioxide Removal Policy in the Making: Assessing Developments in 9 OECD Cases. Policy and Practice Reviews, v. 3, n. March, p. 1–22, 2021.

SILVA, F. T. F. DA et al. CO2 capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 71, n. February, p. 168–183, 2018.

STAVRAKAS, V.; SPYRIDAKI, N. A.; FLAMOS, A. Striving towards the deployment of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS): A review of research priorities and assessment needs. Sustainability, v. 10, n. 7, p. 2206, 2018.

SUBCOMITÊ PROBIOCCS. Ata da 1ª Reunião do ProBioCCS. Combustível do Futuro, p. 3, 19 ago. 2021a.

SUBCOMITÊ PROBIOCCS. Ata da 2ª Reunião do ProBioCCS. Combustível do Futuro, p. 5, 26 ago. 2021b.

SUBCOMITÊ PROBIOCCS. Ata da 3ª Reunião do ProBioCCS. Combustível do Futuro, p. 4, 2 set. 2021c.

SUBCOMITÊ PROBIOCCS. Ata da 10ª Reunião do ProBioCCS. Combustível do Futuro, p. 5, 30 nov. 2021d.

ZAPANTIS, A.; TOWNSEND, A.; RASSOOL, D. Thought Leadership report: policy priorities to incentivise large scale deployment of CCS. Global CCS Institute, n. April, 2019.

ZWEIFEL, P.; PRAKTIKNJO, A.; ERDMANN, G. Energy Economics: Theory and

Applications. Berlin, Germany: Springer International Publishing, 2017.

BIOPROSPECÇÃO DE LEVEDURAS DE FRUTOS AMAZÔNICOS COM POTENCIAL PARA FERMENTAÇÃO ALCOÓLICA

Walter Sotto Mayor Fernandes Neto[1]; Sônia Maria da Silva Carvalho Carvalho[1]

[1]*Universidade Federal do Amazonas*

RESUMO

A diversidade de frutos na região Amazônica possibilita um excepcional aproveitamento destes para produção de etanol, assim como se constituem em fonte de microrganismos, como as leveduras, as quais compõem a sua microbiota e são capazes de realizar processo fermentativo; sendo de primordial importância a bioprospecção destas e caracterização de sua capacidade fermentativa, que foi o objetivo geral desta pesquisa; possibilitando a seleção de leveduras, mais aptas a processos fermentativos alcoólicos, implicando em maior rendimento e produtividade na produção de etanol para usos variados, assim como aproveitamento de frutos em pesquisas posteriores, para produção de bebidas fermentadas e geração de combustíveis de fonte renovável, gerando assim um novo potencial energético a ser explorado. Foi usada a seguinte metodologia para sua execução: Técnica de Diluição Sucessiva de Clark, (1965) e Plaqueamento direto para isolamento das leveduras de frutos coletados do setor norte do Campus Universitário da UFAM – sede, na estação seca e chuvosa, julho a outubro e novembro a junho respectivamente, de 2020/2021; avaliação das capacidades assimilativa (Auxanograma) e fermentativa (Zimograma) de fontes de Carbono LACAZ, (1992); determinação de sua Tolerância ao Etanol OGAWA,(2000) e de sua Termotolerância; avaliação de sua capacidade de produzir etanol pelo ensaio em Fermentômetro e preservação pela técnica de Blocos de Ágar em Água Destilada Estéril de CASTELLANI (SMITH e ONION, 1983). Obtivemos como resultados dos 8 frutos coletados: limão caiena (*Randia ferox*), caju (*Anacardium occidentale*), acerola (*Malpighia emarginata)*, limão regional (*Citrus×limon*), açaí (*Euterpe oleracea*), manga regional (*Mangifera indica L*), manga espada e *Cordia panicularis*; obtendo-se

um total de 15 leveduras, e destas 13 foram purificadas e caracterizadas quanto ao seu potencial fermentativo. No auxanograma 10 assimilaram glicose e, no de Teste de Tolerância ao Etanol de Ogawa 10 foram tolerantes. No zimograma, no qual foram caracterizadas quanto ao seu potencial fermentativo alcoólico, em diferentes fontes de Carbono tais como glicose, sacarose, maltose, lactose, rafnose e xilose numa concentração inicial de 3% , das leveduras do período seco, a do fruto Cordia panicularis, XFX1, fermentou a glicose em 24h, sendo a com maior poder fermentativo, as demais da Acerola ACER2, Limão R2, Manga regional MANG3, Manga regional MANG5 em 96h; nas do período chuvoso, com exceção da levedura do fruto Cordia panicularis XFX4, que não fermentou nenhum dos açucares testados, todas as outras fermentaram glicose. As leveduras se mostraram termotolerantes a temperatura de 36ºC. Selecionada para ensaio no fermentômetro que possibilita acompanhar o processo fermentativo a partir de sucessivas pesagens do conjunto, em intervalos de tempos regulares, sendo a perda de peso observada decorrente do desprendimento de CO2, podendo assim se avaliar a concentração de etanol a ser formado no sistema fermentativo; a XFX1, com 2g das células inoculadas em 200mL de meio com 50g/L de glicose, produziu: 74,75% de etanol, frasco 1 e 80,86% frasco 2; em 17 horas de ensaio. Os resultados obtidos evidenciaram o potencial fermentativo alcoólico das leveduras isoladas, e a XFX1 como a mais promissora para produção de etanol, pela sua rápida fermentação e alta taxa de conversão.
Palavras-chave: frutos; leveduras; fermentação; Amazônia; energia renovável

ABSTRACT

The diversity of fruits in the Amazon region allows an exceptional use of these for the production of ethanol, as well as constituting a source of microorganisms, such as yeasts, which make up its microbiota and are capable of carrying out a fermentation process; being of paramount importance the bioprospecting of these and characterization of their fermentative capacity, which was the general objective of this research; enabling the selection of yeasts, more suitable for alcoholic fermentation processes, resulting in greater yield and productivity in the

production of ethanol for various uses, as well as the use of fruits in further research, for the production of fermented beverages and generation of fuels from renewable sources, generating thus a new energy potential to be explored. The following methodology was used for its execution: Clark's Successive Dilution Technique, (1965) and direct plating for the isolation of yeasts from fruits collected from the northern sector of the UFAM University Campus - headquarters, in the dry and rainy season, from July to October and November to June respectively, from 2020/2021; assessment of assimilative (Auxanogram) and fermentative (Zymogram) capacities of carbon sources LACAZ, (1992); determination of its Tolerance to Ethanol OGAWA,(2000) and of its Thermotolerance; evaluation of its ability to produce ethanol by the Fermentometer test and preservation by the technique of Agar Blocks in Sterile Distilled Water by CASTELLANI (SMITH and ONION, 1983). We obtained the results of the 8 fruits collected: cayenne lemon (Randia ferox), cashew (Anacardium occidentale), acerola (Malpighia emarginata), regional lemon (Citrus×limon), açaí (Euterpe oleracea), regional mango (Mangifera indica L), sword and Cordia panicularis; obtaining a total of 15 yeasts, and of these 13 were purified and characterized in terms of their fermentative potential. In the auxanogram 10 they assimilated glucose and in the Ogawa Ethanol Tolerance Test 10 were tolerant. In the zymogram, in which they were characterized as to their alcoholic fermentative potential, in different carbon sources such as glucose, sucrose, maltose, lactose, rafnose and xylose in an initial concentration of 3%, of the yeasts of the dry period, that of the Cordia panicularis fruit , XFX1, fermented glucose in 24h, being the one with the highest fermentative power, the others from Acerola ACER2, Limão R2, Mango regional MANG3, Mango regional MANG5 in 96h; in the rainy season, with the exception of Cordia panicularis XFX4 fruit yeast, which did not ferment none of the sugars tested, all the others fermented glucose. Yeasts proved to be thermotolerant at a temperature of 36oC. Selected for testing in the fermentometer that makes it possible to monitor the fermentation process from successive weighings of the set, at regular intervals, with the weight loss observed resulting from the release of CO2, thus being able

to evaluate the concentration of ethanol to be formed in the system fermentative; XFX1, with 2g of cells inoculated in 200mL of medium with 50g/L of glucose, produced: 74.75% ethanol, flask 1 and 80.86% flask 2; in 17 hours of testing. The results obtained showed the alcoholic fermentative potential of the isolated yeasts, and XFX1 as the most promising for ethanol production, due to its rapid fermentation and high conversion rate.

Keywords: Fruits; Yeasts; Fermentation; Amazon; Renewable Energy

1. INTRODUÇÃO

Existindo desde a antiguidade, o processo fermentativo foi inexplicável para os seres humanos durante muito tempo, porém após meados do século XIX o mistério da fermentação pôde ser revelado pelo cientista francês Louis Pasteur, que após ter sido procurado por vinicultores franceses, preocupados com o fato de seus vinhos azedarem, Pasteur começou a investigar o motivo pelo qual esse fenômeno ocorria. Durante esse estudo ele descobriu que o processo de fermentação em que era obtido o vinho se dava através de microrganismos denominados leveduras e que um certo tipo de levedura era capaz de tornar o vinho azedo e outro tipo era capaz de produzir um vinho bom. (FOUNTAN; VERÍSSIMO; SILVA, R.L.W. et all., 2011)

Após Louis Pasteur ter estudado o fenômeno que ocorria com o vinho, ele pôde explicar o porquê ocorria a contaminação do álcool durante o processo de fermentação, ou seja, ele explicou que as leveduras, na ausência de oxigênio, utilizavam os açúcares presentes na uva e os convertiam em álcool. Já na presença de oxigênio ocorria o azedamento da bebida por conta da presença de microrganismos diferentes, que transformavam o álcool em ácido acético, conhecido popularmente como vinagre. Em termos gerais a fermentação implica na utilização de microrganismos na transformação de matéria orgânica catalítica por enzimas.

No Brasil, dispomos de uma grande diversidade de frutas com produção praticamente por todo o ano. Frutas como manga (Mangifera indica L.), jabuticaba (Myrciaria spp.), goiaba (Psidium guajava L.),amora (Morus nigra,

M. alba L.), acerola (Malpighia punicifolia L.), entre outras, nativas ou plantadas em pomares não comerciais são praticamente perdidas tal a abundância da produção (SANTOS et al., 2005). Várias técnicas têm sido desenvolvidas e utilizadas a fim de aumentar a vida pós-colheita desses frutos, assim como para permitir o seu aproveitamento integral. Dentre essas técnicas, destaca-se afermentação, como uma alternativa bastante viável para o aproveitamento de frutos, a elaboração de novastécnicas, representando um novo ramo para a fruticultura industrial e para a elaboração de novas bebidas fermentadas (SILVA et al., 2007; ASQUIERI et al., 2008).

2. SELEÇÃO DE LEVEDURAS

No período de verão Amazônico, período mais seco, que compreende de julho a Outubro e em parte do período chuvoso, iniciado em Novembro e indo até Dezembro, na coleta dos frutos realizada no setor norte do Campus Universitário da Universidade Federal do Amazonas, foram contabilizados um total de 8 frutos, sendo estes: limão caiena(Randia ferox), cajú(Anacardium occidentale), acerola(Malpighia emarginata), limão regional(Citrus×limon), açaí (Euterpe oleracea), manga regional(Mangifera indica L), manga espada(Mangifera indica L) e um fruto desconhecido, até a identificação pela Professora Analia, do departamento de botânica, do ICB da Universidade Federal do Amazonaso, que foi identificado como Cordia panicularis, da familia Boraginaceae. Tendo desse total, sido isoladas 13 leveduras, destas 9 foram purificadas, e 3 (quatro) dos frutos: manga regional(Mangifera indica L), manga espada(Mangifera indica) e açaí(Euterpe oleracea), não obtivemos sucesso no seu isolamento e posterior purificação, pelo crescimento rápido de fungos filamentosos que se sobrepuseram a estas, impossibilitando seu repique. Houve a recuperação de uma levedurada Manga(Mangifera indica L), que foi repicada de uma amostra separada e preservada em refrigeração, assim foi possivel prosseguir os testes. Novos procedimentos em relação a estes frutos serão realizados visando uma futura obtenção de leveduras presentes nestes.

A difícil obtenção das leveduras em relação a fungos filamentosos

presentes nos frutos, evidencia a dificuldade em se realizar a prospecção de leveduras em frutos, e realizar o seu cultivo, tendo em vista que nem de todos os frutos podem ser obtidos somente leveduras.

O trabalho se encontra finalizado, sendo desenvolvido neste período, além das coletas e isolamento das leveduras dos frutos do período seco e chuvoso, os ensaios de assimilação de fontes de carbono pelo Auxanograma LACAZ (1992), capacidade fermentativa pelo Zimograma LACAZ, (1992), tolerância ao etanol pelo teste de OGAWA (2000), determinação de sua termotolerância e ensaio de produção de etanol porFermentômetro.

3. ZIMOGRAMA

O zimograma das leveduras isoladas dos frutos do período chuvoso teve início dia 27/11/20, e após 19 horas a levedura do Limão do mato (F1) começou o processo fermentativo no ensaio para glicose. Após 72 horas todos os ensaios de fermentação de glicose, tiveram fermentação vigorosa (++++), com todas as leveduras isoladas e testadas conseguindo fermentar totalmente a glicose.

Para os demais açúcares, após 96 horas, os outros ensaios apresentaram fermentações positivas (+++) sendo elas: a lactose, maltose, sacarose, galactose e xilose, conforme Quadro2. Verificamos que a xilose foi o açúcar com maior dificuldade em ser processado, com quase todas asleveduras em ensaio apresentando algum grau de dificuldade. Foi observado que a levedura do cajú (Cajú C2), foi a que teve melhor resposta em todos os açucares, tendo uma fermentação muito vigorosa (++++) em 4 dos 5 açucares testados. Estes resultados, demonstraram a capacidade fermentativa das leveduras isoladas no período chuvoso, com potencial aplicação na produção de álcool para usos variados.

O zimograma das leveduas isoladas dos frutos períodos seco teve início no dia 05/04/2021, com 10 horas de observação, o Limão R2 já havia fermentado praticamente 100% da glicose (+++), sendo seguido quase a mesma velocidade de fermentação a Manga regional MANG2 e manga regional MANG3(+++). Todas as leveduras testadas tiveram uma fermentação vigorosa usando a

glicose como substrato energético. Para os demais açúcares, após 72 horas, os outros ensaios apresentaram fermentações positivas (+++) sendo elas: a lactose, maltose, sacarose, galactose e xilose.

A xilose segue como o açúcar com maior dificuldade de se processar, com quase todas as leveduras, tanto no período seco, quanto a chuvosa apresentando algum grau de dificuldade quando comparados com os outros açucares usados. Cordia panicularis Fruto X FX1, foi a levedura que apresentou maior resposta de fermentação para todos os açucares, fermentando vigorosamente (++++) 2 dos 5 açucares testados.

Estes resultados, demonstraram a capacidade fermentativa das leveduras isoladas no período chuvoso, com potencial aplicação na produção de álcool para usos variados.

4. TESTE DE TOLERÂNCIA AO ETANOL

Nos resultados obtidos no teste de tolerância ao etanol feito nas leveduras isoladas pelo método deOGAWA (2000), das leveduras isoladas dos frutos coletados no período seco e início do chuvoso, das 8 leveduras descritas no Quadro 1, Sete apresentaram crescimento em meio Sabouraud, após serem submetidas ao crescimento em suspensão com etanol 20%, por uma semana, indicando serem estas tolerantes ao etanol. Sendo as leveduras que apresentaram crescimento: Fruto X FX2, Fruto X FX4, Limão F1, Limão F4, Limão L2, Cajú C2; com todas apresentando crescimento logo após o plaqueamento.

Tabela **1** – Total de leveduras testadas pelo teste de OGAWA (período seco)

Frutos	Códigos dos Frutos	Leveduras
Cordia panicularis Fruto X	FX2, FX4	2
Limão	F1 e F4	2
Caju	C2	1
Total deleveduras:	---------	5

Nos resultados obtidos no teste de tolerância ao etanol feito nas leveduras isoladas pelo método de OGAWA (2000), dos frutos coletados no início do período chuvoso, das 6 leveduras descritas no Quadro 3, 4 apresentaram crescimento em meio Sabouraud, após serem submetidas ao crescimento em suspensão com etanol 20%, por uma semana, indicando serem estas tolerantes ao etanol. Sendo as leveduras que apresentaram crescimento: Limão R2, Acerola ACER 3, Manga regional MANG5, Manga espada MANE2; com todas apresentando crescimento logo após o plaqueamento, tabela 2.

Tabela 2 – Total de leveduras testadas pelo teste de OGAWA (período chuvoso)

Frutos	Códigos dos Frutos	Leveduras
Limão	R2	1
Acerola	ACER 2 e ACER3	2
Manga regional	MANG5	1
Manga espada	MANE2 MANG3,MANG5	3
Cordia panicularisFruto X	FX1	1
Acerola	ACER 2 e ACER3	2
Total de leveduras:	----------	8

5. TESTE DE TERMOTOLERÂNCIA

Na etapa que se segue do experimento não houve a divisão dos frutos em períodos secos e chuvosos, buscando minimizar o tempo para os resultados finais. Todas as leveduras purificadas anteriormente foram colocadas ao estresse do teste de termotolerância, em uma estufa previamente limpa para o experimento. As leveduras foram levadas a estufa com o prazo máximo de uma semana de teste na temperatura de 36 graus.

A estufa era observada a cada dois dias com o intuito de verificar

comportamento de crescimento e a sobrevivência das leveduras em altas temperatura por um prolongado tempo.

No final de uma semana, foram feitas as observações finais, tendo a constatação que todas as l3 leveduras colocaras em estresse no teste de termotolerância resistiram e se manterão vivas, com o decorrer dos dias.

6. TESTE AUXONOGRAMA

Na etapa que se segue do experimento não houve a divisão dos frutos em períodos secos e chuvosos, buscando minimizar o tempo para os resultados finais.Foram usados os açucares: glicose, sacarose, maltose, galactose, lactose e xilose; para observar a afinidade e dificuldade de cada levedura de utilizar esses açucares como substrato energético.

Das 13 leveduras purificadas, apenas 3 não usaram a glicose como fonte de energia, podendo assim notar uma grande afinidade com esse açúcar. A xilose é o segundo açúcar com menor afinidade com as leveduras, com duas leveduras: Limão F1 e Cajú C2; usando como substrato energético. A galactose foi o açúcar com o pior resultado, com apernas Cordia panicularis Fruto X FX4 usando como fonte de energia.

Tabela 3 – Leveduras e açucares usados no teste

Lev.	Glicose	Sacarose	Maltose	Galactose	Lactose	Xilose
Limão R2	X	X	-	-	-	-
Acerola ACER 2	X	-	-	X	-	-
Acerola ACER 3	X	-	X	-	-	-
M. regional MANG2	X	-	-	X	-	-
M. regional MANG3	X	X	-	-	-	-
M. regional MANG5	X	-	X	-	-	-
Manga espada MANE2	-	-	X	-	-	-
Cordia panicularis Fruto X FX1	X	-	X	-	-	-
Limão F1	-	X	-	-	-	X
Cordia panicularis Fruto X FX2	-	-	-	X	-	-
Limão F4	X	-	-	-	-	-
Cajú C2	X	-	X	-	-	X

LEGENDA: Usa o açúcar como substrato energético: X | Não usa açúcar como substrato energético: -

7. TESTE EM FERMENTÔMETRO

A levedura Cordia panicularis (Fruto X FX1) foi selecionada para o Ensaio em Fermentômetro por ter sido observado que apresentou a melhor resposta no zimograma, no sentido de usar a glicose de forma vigorosa (++++) para produzir etanol em apenas 24h, dentre todas as observadas. Seu cultivo prévio foi realizado em torno de 2 semanas, formando uma biomassa de 2 gramas em cada recipiente de cultivo. O cultivo feito em 2 erlenmayer de 500 ml, contendo 200 ml do meio sintético usados para os ensaios preliminares de cultivo de biomassa, com cada erlenmayer sido inoculado 5 ml da suspenção da levedura Fruto X FX1 e deixado em agitação constante em 200 rpm, em temperatura ambiente em torno de 72 horas.

Foi usado para o ensaio em fermentômetro o Meio Sintético usados para os ensaios preliminares de cultivo de biomassa da levedura, que consistiu em 50g de glicose, 0.5g de KH2PO4, 0.5g/L de CaCl2.H2O, 0.25g/L de extrato de levedura para 500 ml de água destilada estéril.

O experimento teve início com o fermentômetro 1 tendo o peso de 457.18g e o fermentômetro 2 com peso de 468.57g, sendo os dois inoculados com a levedura da Cordia panicularis (Fruto X FX1) e mesma massa de levedura cultivada que foram 2g em cada, com 200mL do meio contido em erlenmayer de 500mL, no qual foi acoplado o fermentômetro. O ensaio foi encerrado após 17 horas de experimento, com o fermentômetro 1 apresentando um peso final de 426.21g e o fermentômetro 2 com peso de 417.53 g. O peso perdido do fermentômetro 1 foi de 30,97g e do fermentômetro 2 foi de 51,04g.

Foi realizado o teste de glicose enzimática, nas alíquotas de 5 mLdo meio retirada antes e após o término do ensaio em fermentômetro, para determinar a quantidade de glicose que foi consumida pelas células da levedura e convertida em etanol; usando o espectofotometro da marca THERMO Eletron Comporation, modelo BioMate 3, com comprimento de onda de 500 nm. Tivemos como dados obtidos de absorvância : Padrão 0.324; Amostra 1, 0.349; Amostra 2, 0.475 e Amostra inicial 1.719.

Utilizando o cálculo da concentração de glicose, definida pelo Kit, 100x Δamostra/ ΔASTD (mg/dL), sabendo que ΔASTD é a amostra padrão que deve ser colocado na equação. Com isso pode se chegar aos valores de quanta glicose foi consumida no final do processo, com os valores sendo: Amostra 1: 108,223 mg/dL, Amostra 2: 142,763 e Amostra Inicial: 565,460. Com os dados adquiridos no resultado no fermentômetro e aplicados na equação de Gay-Lussac [CO2].0511/0,48 (g/L de etanol) aonde ,1 mol de glicose é igual 180g, _ 2etanol (92g) + 2 de CO2 (88g).

No frasco 1 foi consumido das 50g de glicose 45,72g de glicose e no frasco 2 42,27g, equivalendo a 74,75% de etanol produzido no frasco 1 e 80,86% no frasco 2, confirmando a excelente capacidade fermentativa da levedura Fruto X FX1 para conversão de glicose a etanol, indicando seu potencial para processos fermentativos alcoólicos com esta fonte de C.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM, V. A.(Org.) & LEÃO, R. M. (Pesq. e Edi.)Fermentação Alcoólica: ciência e tecnologia. Fermentec, Piracicaba, 443p. 2005.

CLARK, F. E. Ágar-Plat method for total microbial count. In: Methods of soil analysis Chemical andMicrobiologycal Properties. BLACK, C. A.; EVANS, D. D.; WHITW, J. L. ; ENSMINGER, L.E.;CLARK, F. E.; DINAUER, R. C. Parte. New York, Madson Inc., p. 1460-1466.1965.

FACCIOTTI, M. C. R.; SHIMIDELL, W. Biotecnologia Industrial: biorreatores e processos fermentativos.São Paulo – SP: Edgard BlucherLtda, 2001. v. 2. 179 -190 p

FOUNTAN; VERÍSSIMO; SILVA, R.L.W. et all. Cinética da fermentação alcoólica na elaboração de vinho de melancia. B.CEPPA, Curitiba, v. 29, n. 2, p. 203-210, jul./dez. 2011.

LACAZ, C.S. Micologia Médica, 7 ed. São Paulo: SAVIER, 1992. 109p.

LIMA, U. A.; BASSO, L. C.; AMORIM, H. V. In: LIMA, U. A. Biotecnologia

Industrial: Processos Fermentativos e Enzimáticos. Biotecnologia Industrial; v. 3, São Paulo: Edgard Blucher, p. 1-43, 2001

MARTINEZ, D. S. Estudo dos processos industriais de produção de etanol por fermentação. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Química), Faculdade de Engenharia Química Universidade Federal de Uberlândia - UFU, Uberlândia (MG), 2007.

OGAWA, Y., NITTA, A. UCHIYAMA, H, IMAMURA, T. SHIMOI, H., ITO, K. Tolerance Mechanism of the ethanol-tolerant Mutant of Sake Yeast. Journal of Bioscience and Bioengineering. v.90, n. 3, p.313-320, 2000.

SANTOS, S. C.; ALMEIDA, S. S.; TOLEDO, A. L.; SANTANA, J. C. C.; SOUZA, R. R. Elaboração e

análise sensorial do fermentado de acerola (Malpighia punicifolia L.). Braz. J. Food Technol., Campinas, v.10, p. 47-50, 2005.

SILVA, J. S.; JESUS, J. C.; COUTO, S. M. Noções sobre fermentação e produção de álcool na fazenda. [Viçosa], 2007. 31 p. apud BORZANI, V. Engenharia bioquímica, São Paulo, Universidade de São Paulo,1988. 300 p

SILVA, M. E.; NETO.; A. B. T.; SILVA, W. B.; SILVA, F. L. H.; SWAMNAKAR, R. Cashew wine vinegarproduction: alcoholic and acetic fermentation. Braz. J. Chem. Eng., v. 24, n. 2, p.163-169, 2007.

SMITH, D.. Sources of microorganisms and their preservation. Applied MicrobiologyPhysiology. [s.l]. p. 1-22. Cap I. [199?].

XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Os desafios do Planejamento Energético
24 a 26 de agosto de 2022

CADEIAS DE VALOR E MODELOS DE NEGÓCIO DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E O PAPEL DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA

Ismael Ávila[1]; Monique Shiratori[1]; Marcos de C. Marques[1]; Guilherme F. Rissi[2]

[1]Fundação CPQD; [2]CPFL Energia

RESUMO

O artigo descreve o contexto e os modelos de negócio das recargas pagas de veículos elétricos em locais públicos, na Europa e nos EUA, mercados mais avançados na mobilidade elétrica. A discussão busca delinear possíveis cenários desse serviço no Brasil e possíveis papéis a serem desempenhados pelos vários atores nesse ecossistema nascente, em especial as empresas do setor elétrico. O estudo destaca as principais características e tendências da recarga elétrica, identifica as cadeias de valor, os principais atores, bem como modelos de negócio atuais e futuros.

Palavras-chave: Mobilidade elétrica, Modelos de negócio, E-roaming, Cadeias de valor.

ABSTRACT

The paper describes the context and the business models around paid public recharges of electric vehicles, in Europe and in the USA, markets with a more developed electric mobility. The discussion aims at outlining possible scenarios for this service in Brazil and possible roles to be played by the various actors in this emerging ecosystem, especially the companies in the electricity sector. The study highlights the main characteristics and trends of electric recharge, pointing out the value chains, main actors, as well as current and future business models.

Keywords: Electric mobility, Business models, E-roaming, Value chains.

1. INTRODUÇÃO

O artigo discute aprendizados do P&D Aneel CS3060 – *Eletromobilidade e Recursos Energéticos Distribuídos: Plataforma para Ambientes Urbanos Inteligentes e Modelos de Negócios Viabilizadores*, que vem sendo desenvolvido pela CPFL Energia em parceria com o CPQD, o SENAI e a Unicamp. São aqui relatados alguns dos principais resultados da análise de contexto do modelo de negócio da solução de recarga paga de veículos elétricos (VEs), tanto na perspectiva dos usuários dos veículos, quanto na dos atores que viabilizam o ecossistema de recarga elétrica: operadores de pontos de recarga (CPOs), donos de pontos de recarga (CPOw's), prestadores de serviços de mobilidade elétrica (eMSPs) e integradores (*hubs*). Estes últimos interconectam e, em certos casos, fazem a compensação financeira entre os demais atores.

A análise de contexto identificou macrotendências tanto na eletrificação da mobilidade quanto na evolução da infraestrutura que viabiliza essa transição. Previstas para um futuro próximo em mercados mais maduros na América do Norte, na Ásia e na Europa, é provável que elas em algum momento repercutam também no Brasil e, direta ou indiretamente, influenciem não somente a utilidade percebida das soluções de recarga em locais de acesso público, mas também a sua factibilidade técnica e a sua viabilidade econômica no mercado brasileiro. Essas variadas macrotendências foram categorizadas em quatro grupos:

- Políticas e metas governamentais de eletrificação da mobilidade;
- Novos modelos de negócio;
- Transições tecnológicas;
- Serviços e funcionalidades centrados nos usuários de VEs.

A Figura 1 destaca as principais tendências em cada categoria. Como sugerido pelas setas, as tendências se complementam e reforçam, como quando uma política pública viabiliza novos modelos de negócio e quando uma transição tecnológica é acelerada pelas preferências dos usuários.

Como o serviço de recarga de VEs torna-se mais eficiente e atraente quando os principais atores do ecossistema (CPOs e eMSPs) atuam de forma

integrada, isso pressupõe a interoperabilidade de suas plataformas de software e a complementaridade de seus modelos de negócio, inclusive no serviço de recarga em itinerância, mais conhecido como *e-roaming*.

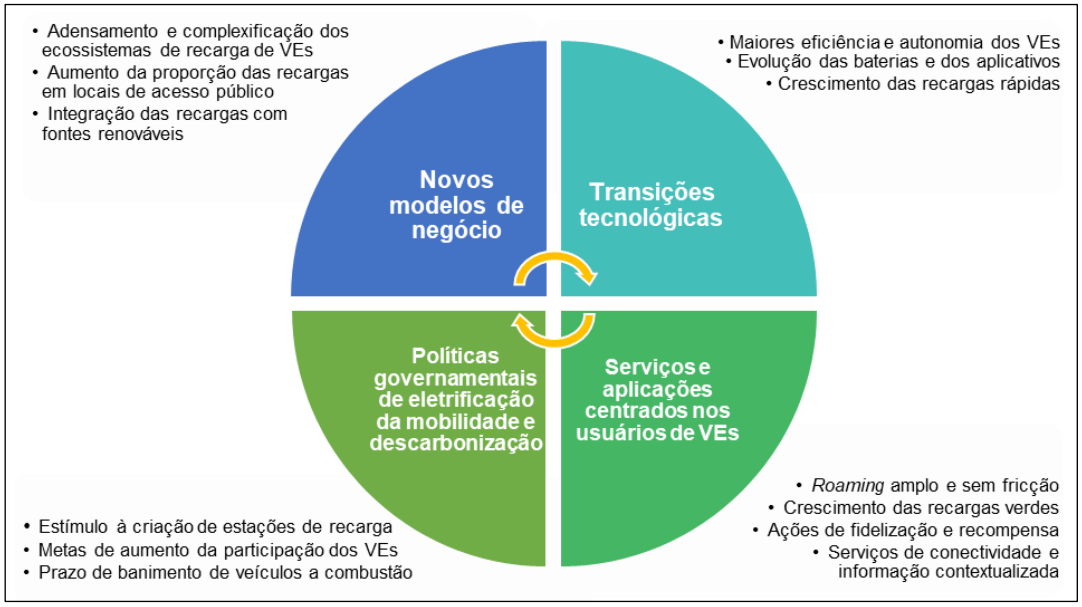


Figura 1 – Principais macrotendências na eletrificação da mobilidade (elaboração própria)

O *e-roaming* é uma das tendências mais claras na Europa e pressupõe uma boa articulação entre vários atores do ecossistema. Por isso, as políticas da União Europeia (UE) em favor do *e-roaming* sem fronteiras visam à padronização e à interoperabilidade com a adoção de protocolos para sustentar o serviço. Não surpreende, portanto, que o mercado europeu seja aquele onde os chamados integradores (*hubs*) despontam como atores-chave do ecossistema de recarga de VEs. Mas há outras políticas da UE no sentido de assegurar que as recargas elétricas possam ser feitas e pagas em qualquer estação de recarga, inclusive independentemente da prévia filiação do usuário àquele prestador de serviços. Isso pode, em tese, favorecer a mobilidade elétrica, mas pode trazer dificuldades para vários de seus atores, em especial os *hubs* (integradores).

Assim, tendo em conta os desafios atuais das recargas pagas de VEs em mercados mais maduros e os possíveis ganhos para tal ecossistema, o artigo discute como o mercado brasileiro pode fazer essa transição tecnológica e quais

são os possíveis papéis a serem desempenhados por empresas dos diversos setores da economia. Mais especificamente, o estudo busca responder se há um papel relevante a ser assumido pelas concessionárias de energia elétrica e como em outros continentes o setor elétrico vem se posicionando nesse mercado.

O artigo está assim organizado: a Seção 2 traz o desenvolvimento dos levantamentos e análises, com a descrição dos principais resultados da análise de contexto da recarga elétrica de VEs na Seção 2.1, a discussão da cadeia de valor da recarga de VEs na Seção 2.2 e, por fim, apresentação, na Seção 3, de algumas conclusões dos levantamentos e análises feitos na Etapa 1 do P&D.

2. DESENVOLVIMENTO

A etapa inicial do P&D consistiu de uma análise de contexto do negócio, a qual é aqui discutida. Os resultados desta etapa permitiram mapear o modelo de negócio em termos de seus principais atores, do problema que ele endereça e da dinâmica de sua cadeia de valor, conforme detalhado a seguir.

2.1 Análise de contexto das recargas de VEs

A etapa baseou-se num amplo levantamento da literatura especializada, bem como na exploração de análises e estudos de instâncias governamentais, de agências e entidades internacionais, associações do setor e de consultorias renomadas, em torno do tema da mobilidade elétrica.

Incluiu também entrevistas com atores que já atuam em algum ou alguns dos elos dessa cadeia de valor no Brasil, bem como empresas de mobilidade ou logística que planejam eletrificar suas frotas ou, ainda, empresas que planejam se capacitar para atender esse novo segmento econômico. Os achados desses levantamentos foram então analisados, com ênfase nos fluxos de valor atuais e futuros e em novos modelos de negócio desse mercado.

Nas próximas subseções são discutidos alguns dos aprendizados mais relevantes da etapa, e apontados os desafios e as oportunidades trazidos pela mobilidade elétrica e sua infraestrutura de recarga.

2.1.1 Crescimento das recargas de VEs em locais de acesso público

Estima-se que em 2030 haverá mais de 100 milhões de VEs *plug-in* no mundo e o mercado global de infraestrutura de recarga de VEs valerá US$ 40 bilhões por ano (IDTechEx, 2020). Para atender essa crescente frota de VEs e as metas estabelecidas por diversos governos será necessário oferecer maiores disponibilidade e capacidade de recarga de VEs em locais de acesso público. Isso exigirá um aumento exponencial dessa infraestrutura (Capgemini, 2019).

A expansão da recarga pública é tendência em mercados mais maduros. Um estudo específico (McKinsey, 2019) delineou dois cenários desse processo, um conservador e outro otimista. No conservador, entre 2020 e 2030 a fatia da recarga pública crescerá de 6% para 14% nos EUA, de 5% para 47% na Europa e de 64% para 81% na China. No cenário otimista, esse percentual irá de 28% a 33% nos EUA, de 28% a 59% na Europa e de 72% a 85% na China. Assim, a recarga em locais públicos deve crescer nos principais mercados, apesar de cada um deles ter especificidades. Na China, os percentuais menores da recarga residencial se devem à grande concentração da população urbana em áreas verticalizadas e edifícios que nem sempre têm garagem. Isso dificulta ou impede a instalação de infraestrutura de recarga residencial. Essa situação é, em certa medida, similar à que se observa nos centros de grandes cidades brasileiras.

Também se prevê que, à medida que o setor evolua, os atores vão se deslocar ao longo da cadeia de valor, contribuindo para sua complexificação e seu adensamento (Capgemini, 2019). Logo, nos três mercados esse processo favorece a expansão das cadeias de valor, com novos atores e surgimento de serviços de valor adicionado. As tendências principais apontadas são:

- Evolução da cadeia de valor, com novas empresas e três áreas principais: fornecimento de energia, infraestrutura de recarga e serviços adicionais;
- Movimentação de atores ao longo da cadeia de valor: novos modelos de negócio, fusões, aquisições ou desenvolvimentos internos;
- Multiplicação dos modelos de negócio: reflexo da combinação de papéis específicos no mercado e de atividades dedicadas na cadeia de valor;

- Provável reação de atores do segmento de óleo e gás: por serem os mais ameaçados, devem se transformar rapidamente ou desaparecerão.

Exemplos desses movimentos são dados mais adiante.

2.1.2 Crescimento das recargas rápidas e ultrarrápidas em locais de acesso público

Segundo algumas fontes (Smartcar, 2019) (Geotab, 2020), o aumento de locais de recarga rápida em corrente contínua (RRCC) é outra tendência. Outras fontes afirmam que essa oferta precisa crescer “a fim de cobrir regiões geográficas e conectá-las com opções de recarga em locais suficientes” (GREAT, 2021). Prevê-se manter-se o predomínio dos carregadores em corrente alternada (níveis 1 e 2), mas a RRCC (nível 3) deve passar de 9% para 20% nos EUA, de 6% para 32% na Europa e de 22% a 44% na China” (McKinsey, 2019).

Nos EUA, de 2012 a 2017, o aumento anual dos pontos de RRCC foi de 46%, contra 35% e 39% para carregadores níveis 1 e 2, respectivamente (ICCT, 2019). Ainda assim, o total de pontos de RRCC chegou a 7,4% do total, nas cem principais áreas metropolitanas do país (3.400 carregadores) (GREAT, 2021). A estimativa da demanda por pontos de RRCC nessas áreas em 2025 é de 10 mil, ou o triplo do total existente no início de 2018. Essa projeção não considera os pontos de RRCC em áreas rurais ou em corredores elétricos interurbanos, onde eles tendem a ter a maior participação, com destaque para a vasta rede da Tesla.

Cerca de 90% da infraestrutura de RRCC nos EUA situa-se em espaços de varejo, sobretudo em grandes lojas, que dispõem de amplos estacionamentos e fornecimento de energia em alta capacidade, enquanto que os outros 10% se dividem entre áreas públicas, entroncamentos de transporte, estacionamentos, hospitais, hotéis, escolas, locais de lazer e condomínios (DoE, 2019).

Em termos de qualidade do serviço, as recargas rápida ou ultrarrápida podem ser vistas como serviços de valor adicionado. Se prevê que a RRCC seja de dez a vinte vezes mais rápida que as recargas atuais em corrente alternada, garantindo entre 100 km e 130 km de autonomia adicional a cada 20 minutos de carga (Korpelainen, 2017). Vislumbram-se, também, carregadores com potência

acima de 1 MW para ônibus interurbanos elétricos, caminhões de carga pesados e médios, com curtas janelas de tempo para recarga (IEA, 2021). Essa demanda de alta capacidade ao longo de rodovias será um desafio para as distribuidoras.

2.1.3 Crescimento do *e-roaming* e o papel dos integradores nesse serviço

A menor participação da recarga doméstica implica maior dependência das recargas (pagas) em locais de acesso público, o que, por sua vez, pressupõe a contratação desse serviço junto a prestadores que disponibilizam estações de recarga nas áreas de interesse dos usuários de VE. Adicionalmente, a provável necessidade de recarga em eletropostos de prestadores com os quais o usuário não tem contrato, em viagens longas, por exemplo, pode exigir acordos prévios entre o prestador de origem e os prestadores que operam aqueles carregadores de uso eventual, no que se define como recarga em "*roaming*".

Roaming não é um conceito novo, e já ocorre na telefonia móvel quando um cliente usa seu celular fora da área de sua operadora e, de forma automática e transparente, recebe a cobrança da chamada na sua fatura mensal. Também na telefonia o *roaming* se viabiliza mediante acordos entre as operadoras, e pode contar com a intermediação de uma entidade neutra delegada, conhecida como "*clearing house*", na compensação financeira entre as operadoras envolvidas.

De forma análoga, o *roaming* na recarga de VEs permite aos condutores recarregar fora de suas áreas de origem sem precisar ter um contrato específico com o prestador do serviço naquele local e pagar diretamente ao seu eMSP, que então repassa aos prestadores efetivos os valores do custo da energia fornecida e do serviço prestado. Assim, o *e-roaming* é um serviço de valor adicionado e o acesso à recarga pode ser por autorização local mediante *token* RFID (cartão ou *tag*), ou remota, em geral via aplicativo móvel. Isso exige conexão à internet nos pontos de recarga, protocolos de comunicação interoperáveis e leitores RFID.

Além dos meios físicos ou digitais de acesso, o *e-roaming* abrangente depende de uma boa articulação entre eMSPs e CPOs. Porém, em um mercado fragmentado, com grande número de CPOs e eMSPs, como é o caso da Europa, isso implicaria fazer acordos, celebrar contratos e integrar sistemas de TI de

parte a parte, entre cada par de empresas, o que, como ilustrado na Figura 2a, se torna tanto mais complexo quanto mais empresas houver no ecossistema.

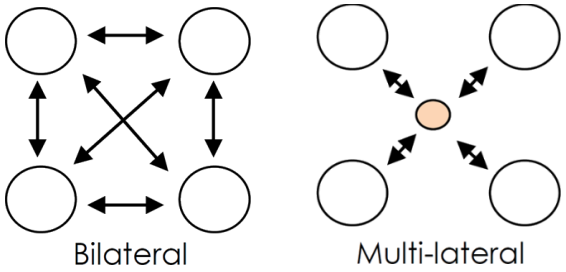


Figura 2 – Arranjos possíveis para o *e-roaming*: (a) sem integrador e (b) com integrador

Assim, no *e-roaming*, pode existir um mediador que unifica e padroniza as interações entre CPOs e eMSPs e que pode cuidar dos acertos financeiros (*clearing*) entre essas partes. O serviço pode existir sem esse integrador (*hub*), mas ele tem um papel importante intermediando e padronizando essas inter-relações: cada parte somente precisa cuidar da interação com esse integrador, como mostrado na Figura 2b. E essa parceria com um integrador se torna tanto mais vantajosa quanto mais atores houver no ecossistema, tendo em vista evitar o aumento da complexidade operacional para os CPOs/eMSPs.

Assim, um *e-roaming* abrangente baseado em acordos bilaterais provou-se difícil de realizar na Europa. E, diante da insuficiência do serviço, os usuários de VEs eram compelidos a se filiar a vários eMSPs para ampliar o total de CPOs que os reconhecessem como clientes e, com isso, a área geográfica em que conseguiriam fazer recargas. Tal situação, vivenciada pelos primeiros adotantes da mobilidade elétrica na Europa, ainda ocorre quando inexiste um integrador. Mas essa multifiliação tem muitos inconvenientes: exige manter vários contratos, receber distintas faturas de recarga (dos vários eMSPs) e levar diversos "*tokens*" de identificação (cartões e *tags* RFID), cada um emitido por um dos eMSPs.

2.1.4 Pagamentos "*ad hoc*" como solução para as recargas de VEs em itinerância

Uma alternativa à multifiliação é recorrer aos chamados pagamentos "*ad hoc*", isto é, pagar pelas recargas diretamente na estação, por meio de cartões de débito ou crédito, por exemplo. Essa alternativa dispensa o usuário de assinar um serviço de recarga e, assim, é a que mais se assemelha à experiência de pagamento no reabastecimento de veículos a combustível, com a qual a grande maioria do público já está habituada.

Em que pese essa aparente simplificação, pagamentos "*ad hoc*" podem até atenuar uma importante barreira à difusão da mobilidade elétrica, mas privam os condutores de usufruir de funcionalidades úteis de apoio à mobilidade elétrica, como a indicação das estações de recarga disponíveis em sua rota, do tipo de conector, da ocupação momentânea e dos preços praticados em cada local.

Como pagamentos "*ad hoc*" facilitam o uso dos VEs, a União Europeia tornou obrigatória essa opção de pagamento em carregadores de acesso público nos países do bloco (EUR-Lex, 2014). Mas essa política recebeu críticas de dois tipos. Primeiro, além de encarecer os equipamentos, o hardware de captura de pagamentos com cartão torna os pontos de recarga bem menos resistentes às intempéries, e grande parte deles opera em locais abertos. Segundo, como a UE não padronizou os meios de pagamento que devem ser oferecidos, diferentes soluções são adotadas pelos CPOs (evRoaming4EU, 2020), o que não garante que todo usuário consiga pagar por suas recargas, independentemente do local.

2.2 A cadeia de valor da recarga de VEs e o reposicionamento de alguns atores

As cadeias de valor da recarga de VEs são extensas e diversificadas em termos de perfis de empresas participantes, diversidade que é maior conforme o elo da cadeia. Tendo o cliente final como destinatário dos fluxos de valor, as cadeias dividem-se em dois ramos de fornecimento: o de veículos e o de infraestrutura de recarga (GREAT, 2021). É nos elos iniciais deste último ramo que atuam as empresas do setor elétrico, longe, portanto, dos clientes finais.

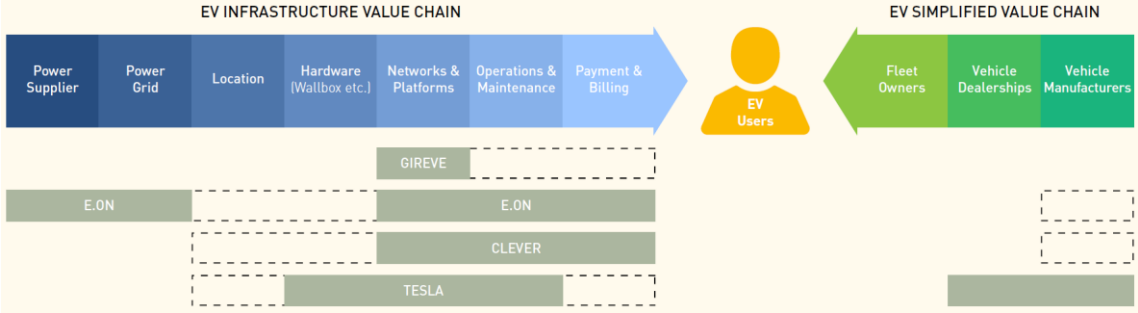


Figura 3 – Cadeias de valor dos VEs e de sua infraestrutura de recarga (GREAT, 2021)

Da perspectiva de usuários de VEs, o setor elétrico aparece na periferia do ecossistema da infraestrutura de recarga, como fornecedor de energia. Em posição intermediária estão os chamados *provedores* (fabricantes de veículos e de equipamentos de recarga, plataformas integradoras e CPOws). No centro do ecossistema, em contato com o cliente final, situam-se os frotistas (locadoras e aplicativos de transporte), as revendedoras de VEs e os CPOs (GREAT, 2021).

Reduzir a distância das empresas de energia em relação aos clientes finais, deslocando-as rumo à parte mais valorizada da cadeia de valor, implica passar a atuar em outros elos, em parceria com outros atores ou por aquisição de outras empresas. Essa tendência já é observada entre empresas que buscam posicionar-se mais perto da prestação do serviço de recarga, ou dos serviços de valor adicionado às recargas. Esse foi o caso de quatro grandes montadoras de automóveis europeias que se uniram na *joint venture* Ionity, que já detém ampla infraestrutura de recarga rápida e ultrarrápida na Europa. Além disso, ao criar essa infraestrutura, a Ionity favoreceu as vendas de VEs de suas fundadoras.

No setor de energia, a E.ON, geradora e distribuidora com 33 milhões de clientes em mais de 30 países, nos últimos dez anos expandiu sua atuação para cobrir vários elos da cadeia, inclusive pela criação de uma ampla rede de pontos de recarga, em parte pela aquisição de empresas deste segmento. Em 2018, a E.ON investiu na empresa Virta, líder no desenvolvimento de plataformas software para redes de recarga (EVR, 2018). Por fim, a E.ON pode extrair o valor adicionado das "recargas verdes", pois no mercado europeu ela é referência em energia limpa e muitos consumidores aceitam pagar por esse valor *premium*.

Alguns dos atores da cadeia de valor são nativos da mobilidade elétrica, como a Gireve e a Tesla. A Gireve nasceu em 2013 como uma plataforma digital para a mobilidade elétrica, numa parceria das empresas de energia EDF, Enedis e CNR com a montadora Renault. Já em 2015, ela lançou o serviço de *e-roaming* Boost! e em 2018 iniciou seus serviços de *clearing*. Hoje, atua como integradora, presta serviços de bilhetagem e cobrança e mantém um *marketplace* de serviços de *e-roaming*. Já a Tesla atua nos dois ramos da cadeia: é fabricante de VEs e detentora de uma vasta rede de estações de recarga na América do Norte e na Europa. Com isso, a empresa cobre vários elos da cadeia de valor, que vão da manufatura, à propriedade dos locais das estações e à bilhetagem e cobrança.

3. CONCLUSÕES

O ecossistema de recarga de VEs encontra-se em formação na maioria dos mercados, mas as metas de banimento dos veículos a combustão em vários países europeus e os rápidos avanços da tecnologia dos VEs concorrem para o amadurecimento das cadeias de valor nos próximos anos, sendo o ano de 2030 o provável ponto de inflexão em favor da mobilidade elétrica.

As macrotendências indicam que os VEs passarão a proporcionar uma experiência de uso em nenhum aspecto inferior à de veículos a combustão. Tanto a lentidão para recarregar quanto a reduzida autonomia, desvantagens principais dos VEs, parecem estar com os dias contados, seja pela evolução das baterias, seja pelo advento das estações de recarga rápida ou ultrarrápida, estas últimas com grande impacto nas redes de distribuição de energia.

O artigo mostrou que a recarga pública cresce em todos os mercados, sobretudo onde a recarga residencial é menos viável, por restrições urbanísticas.

Outro aspecto é o aumento da preferência por recargas com energia de origem 100% renovável, embora essa tendência possa ter menor apelo no Brasil, em razão de nossa matriz energética ser mais limpa. Ainda assim, a recarga verde é parte da tendência de soluções de recarga centradas nos usuários.

É previsto que os atores se movimentarão na cadeia de valor por meio de aquisições, fusões ou reperfilação. A depender dos papéis assumidos nesse

ecossistema, a estrutura resultante poderá ter características bastante distintas. Em alguns casos, o ecossistema se moldará como uma tradicional integração vertical em que um dos atores assume diversos papéis-chave e, com isso, passa a ter um controle total sobre as interações dentro do ecossistema. Em outros, a integração poderá ser horizontal, por meio de acordos e parcerias entre atores distintos, muito possivelmente por meio de um ator integrador.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

IDTechEx - Charging infrastructure for electric vehicles 2020-2030. 2020. Disponível em: <www.idtechex.com/en/research-report/charging-infrastructure-for-electric-vehicles-2020-2030/729> Acesso em: jun. 2021.

CAPGEMINI. Key factors defining the e-mobility of tomorrow. 2019. Disponível em: <www.capgemini.com/resources/e-mobility-of-tomorrow/> Acesso em: mai. 2021.

McKINSEY. Charging Ahead: Electric vehicle infrastructure demand. 2019. Disponível em: <www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/charging-ahead-electric-vehicle-infrastructure-demand> Acesso em: mai. 2021.

SMARTCAR. 5 EV charging trends to watch in 2020. 2019. Disponível em: https://smartcar.com/blog/5-ev-charging-trends-to-watch-in-2020/. Acesso em: jun. 2020.

GEOTAB. Electric vehicle trends 2020. 2020. Disponível em: <www.geotab.com/white-paper/electric-vehicle-trends/> Acesso em: jun. 2020.

GREAT BUSINESS MODELS – Final Report from the Action. 2019. Disponível em: <https://great-region.org/final-report-on-business-models/> Acesso em: mai. 2021.

US DEPARTMENT OF ENERGY. Energy Efficient Mobility Systems. Annual Progress Report. 2019. Disponível em:

<www.energy.gov/eere/vehicles/downloads/ energy-efficient-mobility-systems-fy2019-annual-progress-report> Acesso em: mai. 2021.

ICCT. Quantifying the electric vehicle charging infrastructure gap across U.S. Markets. 2019. Disponível em: <https://theicct.org/publication/ quantifying-the-electric-vehicle-charging-infrastructure-gap-across-u-s-markets/>. Acesso em: jun. 2020.

KORPELAINEN, A. Value creation in EV charging networks. 2017. Disponível em: <https://aaltodoc.aalto.fi/handle/123456789/29519> Acesso em: jun. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global EV Outlook 2021. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVOutlook2021.pdf> Acesso em: jan. 2022.

EUR-Lex. “Directive 2014/94/EU”. European Parliament and Council on the deployment of alternative fuels infrastructure. 2014. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0094> Acesso em: mai. 2021.

evRoaming4EU. Comparative analysis of standardized protocols for EV roaming. Report D6.1 for the evRoaming4EU Project. Maio de 2020. Disponível em: <https://evroaming.org/app/uploads/2020/06/D6.1-Comparative-analysis-of-standardized-protocols-for-EV-roaming.pdf> Acesso em: jun. 2020.

ELECTRIC VEHICLES RESEARCH. E.ON makes a strategic investment in Virta. 2018. Disponível em: <www.electricvehiclesresearch.com/articles/16173/e-on-makes-a-strategic-investment-in-virta> Acesso em: mai. 2021.

CARACTERIZAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA DA REPÚBLICA DO BENIM E POSSIBILIDADES DE SOLUÇÃO

Johnson Herlich Roslee Mensah[1]; Ishdine Soumaila[1]; Ivan Felipe Silva dos Santos[1]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

As fontes renováveis de energia se mostraram como excelentes alternativas no que diz respeito à promoção do Desenvolvimento Sustentável de um país, como proposto na Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU). Apesar da existência de várias políticas visando a promoção delas, ainda existem obstáculos que impedem o desenvolvimento desse setor na República do Benim. Assim, o presente trabalho pretende contribuir com a discussão referente à transição energética no país, com o objetivo de fornecer uma caracterização da sua matriz elétrica além de apresentar algumas possibilidades de solução para a melhoria do seu setor energético. Para tanto, foi adotado um estudo teórico baseando-se nos relatórios de agências nacionais de pesquisas e os trabalhos acadêmicos de pesquisas publicados. Constatou-se que, embora o Benim tenha um bom potencial para aplicação de fontes renováveis de energia para geração de eletricidade, em particular a fonte solar, o país ainda sofre com graves crises energéticas devido à sua alta dependência e excessiva de derivados de petróleo, dos recursos florestais e da hidroeletricidade, que também é suscetível à variação sazonal da quantidade de água nas barragens. Também, observou-se que a matriz elétrica do país é muito pouco diversificada, com as fontes renováveis respondendo por 2,58% da produção nacional. Enfim, para o governo beninense aumentar a eficiência energética em diversos setores que demandam o consumo final de energia e garantir o crescimento econômico do país, é fortemente recomendado que a matriz elétrica seja reavaliada, podendo possibilitar uma maior inserção das fontes de energia renovável, tendo-as como uma das soluções para o plano de desenvolvimento do país.

Palavras-chave: Energias renováveis; Matriz Elétrica; Benim; Possibilidades.

ABSTRACT

Renewable energy sources have proved to be excellent alternatives for promoting the Sustainable Development of a country, as proposed in the United Nations (UN) 2030 Agenda. Despite the existence of various policies aimed at promoting them, there are still obstacles that impede the development of this sector in the Republic of Benin. Thus, the present work intends to contribute to the discussion regarding the energy transition in the country, with the objective of providing a characterization of its electrical matrix in addition to presenting some possibilities of solutions for the improvement of its energy sector. To this end, a theoretical study was adopted based on reports from national research agencies and published academic research papers. It was found that, although Benin has a good potential for the application of renewable energy sources for electricity generation, in particular the solar source, the country still suffers from serious energy crises due to its high and excessive dependence on petroleum derivatives, forest resources and hydroelectricity, which is also susceptible to seasonal variation in the amount of water in the dams. Also, it was observed that the country's electricity matrix is not very diversified, with renewable sources accounting for 2.58% of national production. Finally, for the Beninese government to increase energy efficiency in various sectors that demand final energy consumption and guarantee the country's economic growth, it is strongly recommended that the electrical matrix be reassessed, which may allow for a greater insertion of renewable energy sources, having them as one of the solutions for the country's development plan.

Keywords: Renewable Energy; Electrical Matrix; Benin; Possibilities.

1. INTRODUÇÃO

Para garantir um desenvolvimento sustentável tanto um crescimento econômico para qualquer nação no mundo moderno, a disponibilidade de recurso energético e o acesso da população à eletricidade se tornam um fator

indiscutível, e a escassa oferta de energia em um país pode colocá-lo em uma situação de vulnerabilidade (EMODI et al., 2014). Tal é a triste realidade de muitos países subdesenvolvidos, especialmente os países africanos, como é o caso da República do Benim localizado na África Ocidental, país membro da *Union Économique et Monétaire Ouest-Africaine* (UEMOA) em que satisfazer as necessidades básicas dos seus cidadãos em termo de energia, é um grande desafio no cotidiano (MENSAH et al, 2022). Note-se que cerca de 56,9% da população beninense não teve acesso à eletricidade em 2017 e, 89% ainda dependem da biomassa tradicional (lenha e carvão) para cozinhar e 38,5% viveram em situação de pobreza em 2019, enquanto o consumo de eletricidade per capita no país ficou em 97 kWh e apenas 16,96% tiveram acesso aos serviços de saneamento básico (cerca de 2,05 milhões de pessoas) levando a segunda pior avaliação do bloco da UEMOA, em 2020 (World Bank, 2021).

O consumo de energia elétrica no Benim é dependente de suprimentos externos, passando de 90% da energia elétrica do país vindo de Gana (OKANLA, 2014 *apud* KWAKWA, 2018) para 30% em 2020 (PLAGBETO, 2021) e o país continua exposto a cortes de energia e recorrentes crises energéticas, afirmam Atchike et al., (2020). A falta de acesso à energia contribuiu para a desigualdade, a precariedade do setor de saúde, educação e pobreza em todos os aspectos e a tendência é que essa situação piora nos próximos anos se medidas não forem tomadas (Mensah et al, 2021). As políticas energéticas no Benim falharam em melhorar a situação energética do país desde o seu estabelecimento e isso se deve à ineficácia das políticas e a falta de opções de políticas sustentáveis para lidar com a mudança da situação energética do país (Beaurain et Amoussou, 2016).

Segundo a *International Energy Agency* (IEA, 2020), o consumo de energia elétrica acompanha as demandas sociais e de desenvolvimento dos países e cabe a cada país associar o crescimento econômico e social com suas novas demandas energéticas com base em energias renováveis e limpas, assim cumprindo os acordos assinados de diminuição de emissões, como o Acordo de Paris. O Benim é um país em desenvolvimento com boas perspectivas para a

transição energética, tendo um bom potencial de geração inexplorado e uma matriz elétrica pouca diversificada. Portanto, cabe ao país aliar seus potenciais com políticas e práticas que mantenham o incentivo e a aceitação de novas fontes energéticas.

Diante do quadro apresentado, o presente artigo objetiva fornecer uma caracterização da matriz elétrica beninense além de apresentar algumas possibilidades de solução para a melhoria do seu setor energético, podendo ajudar a garantir o desenvolvimento de energia sustentável e possibilitar uma maior inserção das fontes de energia renovável, tendo-as como uma das soluções para o plano de desenvolvimento do país. O artigo está organizado da seguinte maneira: A seção 2 apresenta o perfil da República do Benim, enquanto a seção 3 apresenta um panorama da matriz elétrica do Benim. Os obstáculos ao desenvolvimento das fontes renováveis e as possibilidades de solução são apresentadas na seção 4 e 5, respectivamente, e a seção 6 apresenta as conclusões com base neste estudo.

2. PERFIL DA REPÚBLICA DO BENIM

A República do Benin é um país francófono na região da África Ocidental, anteriormente denominada República do Daomé desde sua independência em 1º de agosto de 1960, até 1975 quando o nome foi alterado pelo atual (World Bank, 2009). É delimitada a Sul pela Baía do Benim, no Golfo da Guiné, que se encontra a Norte do Oceano Atlântico, com uma linha costeira de 121 km de extensão, a Oeste pelo Togo, a Norte pelo Burkina Faso e Níger e ao Leste pela Nigéria (Turner, 2012; Mensah et al., 2021). A República do Benin tem uma área de 114.763 km², com uma população de 13,3 milhões de habitantes (INSAE, 2021), sendo que a maioria da população vive na região costeira. Porto-Novo é a sua capital e a cidade de Cotonou é o principal porto e o centro cultural e político do país (Mensah et al., 2022).

Devido à sua localização na área intertropical, o Benin tem um clima quente e úmido com temperaturas médias de 25°C, que é mais alta em março e mais baixa em agosto, com a precipitação média anual variando de 700 mm

(Norte) a 1500 mm (Sudeste) (PRB, 2021). Benim tem uma planície costeira arenosa e baixa, com muitos lagos no Sul, enquanto o Norte consiste em planaltos altos com altitudes que variam de 20 m a 400 m, com rios que correm de norte a sul desaguando no oceano. A topografia restante do país é de terras planas espalhadas com algumas colinas e montanhas cuja elevação mais alta é o Monte Sokbaro com 658 m, localizado quase no meio do país. O Parque Nacional Pendjari está localizado no noroeste do país, e é conhecido pela sua rica vida selvagem, designado como Área Protegida da União Internacional para a Conservação da Natureza (Mensah et al., 2022).

O setor administrativo do país foi descentralizado em 12 estados desde 15 de janeiro de 1999, de acordo com a Lei nº 97-028, sendo eles: Alibori, Atacora, Atlantique, Borgou, Collines, Couffo, Donga, Littoral, Mono, Ouémé, Plateau e Zou. Estes estados estão também divididos em 77 municípios, entre as quais três têm um estatuto particular, incluindo Cotonou, Porto-Novo e Parakou. Os 77 municípios estão subdivididos em 546 distritos que são compostos por cerca de 3743 aldeias e bairros (Mensah et al., 2021).

3. PANORAMA DA MATRIZ ELÉTRICA DO BENIM

A República do Benim totaliza atualmente uma capacidade própria de 181,50 MW de potência de geração instalada, em 2019. Desse total, apenas 2,48% são contribuídos pelas fontes renováveis de energia (solar PV e hidráulica) e o restante pela fonte térmica, representando 97,52% da oferta nacional, segundo o relatório do *Programme d'Action du Gouvernement* (PAG, 2020). Dentre as fontes renováveis de geração disponíveis no país, a solar gerou 77,8% de energia elétrica em 2019 (IRENA, 2020).

3.1 – Energia hidrelétrica

Vários foram os estudos realizados nos últimos anos a fim de estimar o potencial de aproveitamento hídrico disponível no país. Pesquisa realizada por instituições beninenses juntos com outras internacionais mostrou a identificação de 85 sítios de micro hidrelétricos cuja potência total é da ordem de 50 MW e a

produção é estimada a 200 GWh/ano. Já no estudo realizado pelo *Programme des Nations Unies pour le Développement* (PNUD, 2010) em colaboração com o Banco Africano de Desenvolvimento (BAD) para a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), 82 sítios foram identificados com uma produção total garantida de 194 GWh/ano. O relatório do PNUD ainda destaca que o rio Ouémé, o maior rio do Benim, foi identificado para abrigar cerca de dez locais de empreendimento hidroelétrico com capacidade entre 10 e 160 MW.

Segundo a *Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel* (ONUDI, 2019), o país tem um potencial de 304,9 MW de pequena central hidrelétrica, dos quais 0,6 MW está em operação. Outros estudos avaliaram o potencial hidrelétrico dos grandes cursos de água no território nacional do Benim que é estimado a 1230 GWh/ano. Com base no relatório final de Millennium Challenge Account-Benin II (MCA-Benin II, 2017), o potencial hidrelétrico teórico do país é estimado em 749 MW. De acordo com o estudo de Atchike et al. (2020), o país possui um potencial hidrelétrico considerável para o empreendimento de grandes, médias, pequenas e micro centrais hidrelétricas em Bétérou e Olougbé com capacidade de geração estimada a 70 GWh e 72 GWh, respectivamente. Para Yêhouenou (2020), o país dispõe de um potencial hidrelétrico anual de 624 MW baseando-se na soma das capacidades das centrais de Adjarala (154 MW), de Kétou (122 MW), de Olougbé (60 MW), de Okpara (29 MW), de Kota, de Tanougou, de Agbado e de Dyodyonga, e uma geração anual estimada a 5466,24 GWh.

3.2 – Energia da biomassa

O estudo da *Netherlands Development Organisation* (SNV, 2009) estimou o potencial total da biomassa em 739,5 MWh no país considerando que a metade dos excrementos pode ser recuperada para a produção de eletricidade a partir de biogás. Quanto ao estudo realizado pelo PNUD (2010), este mostrou que a produção de energia elétrica a partir do aproveitamento de resíduos agrícolas coletados no Benim poderia gerar mais de 2.700 GWh em 2008 considerando apenas 20% desses resíduos. Além disso, o Estado de Atlantique localizado no

sul do país, poderia beneficiar de uma geração de mais de 285 GWh/ano se considerasse o uso dos resíduos de óleo de dendê. A esses resíduos agrícolas, pode acrescentar os da produção de milho, de arroz, de castanha de caju, de amendoim, de painço, de abacaxi, de sorgo para produzir mais energia (YÊHOUENOU, 2020).

Baseando-se na taxa de coleta dos resíduos domésticos (50%) no município de Cotonou, a quantidade de resíduos recuperáveis seria de 700 toneladas/dia, podendo servir para a produção de biogás e permitir a instalação de uma central elétrica de capacidade mínima de 5 MW no município. Assim, ao combinar várias fontes de resíduos agrícolas, os Estados de Borgou e Alibori sozinhos poderiam produzir o equivalente a 2.000 GWh/ano com mais de 300 MW de capacidade instaladas (PNUD, 2010). Mais de 90% da biomassa é fornecida por combustíveis de madeira, ou seja, madeira e carvão vegetal, das florestas beninenses. O país deve usar seus recursos de madeira, resíduos municipais, produtos de dendê, cana-de-açúcar e casca de arroz de forma sustentável para a produção de energia de biogás, como tem sido feito na África do Sul.

3.3 – Energia eólica

As medições de vento no Benim são realizadas pelas estações de *Agence pour la Sécurité de la Navigation Aérienne* (ASECNA) e indicam que apenas a região costeira do país tem potencial apreciável e velocidades do vento com frequência constante ao longo do ano. Estas velocidades, medidas entre 10 e 12 m de altura, variam de 4 a 6 m/s e de 1 a 2 m/s, respectivamente, na zona costeira e no norte do país ao longo do ano (IRENA, 2018). Apesar da disponibilidade eólica presente na região costeira, onde a velocidade dos ventos varia entre 7 m/s e 11m/s na altura de 60 metros, estudos aprofundados sobre a viabilidade desse recurso de energia são necessários para avaliar seu real potencial, de acordo com (BUR, 2019).

Note-se a participação atual da energia eólica no consumo nacional de energia tem sido baixa, sem nenhum parque eólico comercial disponível. O

estudo recente realizado pela IRENA (2018), avaliou o potencial teórico da fonte renovável eólica disponível no Benim estimando-a a 322 MW. Mais esforços devem ser feitos para aproveitar adequadamente o potencial de energia eólica no Benim.

3.4 – Energia solar

Entre os recursos de energia renovável disponíveis no país, a fonte solar é a mais promissora de todos devido ao seu aparente potencial ilimitado. A irradiação solar global no Benim é dividida em quatro zonas principais em ordem decrescente de magnitude de norte a sul, de acordo com os dados do Banco Mundial (2017), sendo a região norte do país que inclui os estados de Alibori e Atacora com uma taxa de produção solar alta, seguida dos estados de Borgou e Donga cuja produção solar varia entre 5,8 kWh/m² e 5,3 kWh/m² diariamente.

Já na região sul do país (Collines, Mono, Zou e Littoral), a produção média estimada varia entre 5,2 kWh/m² e 4,8 kWh/m² enquanto os estados de Plateau, Ouémé, Atlantique e Couffo apresentam uma produção que oscila entre 4,7 kWh/m² e 4,5 kWh/m². Dados da ASECNA indicam que o Benim possui um potencial solar diário variando entre 3,9 kWh/m² e 6,2 kWh/m². Já os estudos realizados pela IRENA (2018) mostram que o país tem uma capacidade instalada de 2,9 MW e teria produzido cerca de 5,33 GWh de energia solar elétrica entre 2014 e 2018. Vale destacar que no Norte do país, Alibori é o estado que mais possui uma disponibilidade abundante de fonte renovável que ainda não foi aproveitado como a energia solar, a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (ODOU et al., 2020).

4. OBSTÁCULOS AO DESENVOLVIMENTO DAS FONTES RENOVÁVEIS

As energias renováveis permitem utilizar os recursos energéticos locais, descentralizar facilmente a produção de energia e reduzir os custosos investimentos exigidos pelas redes interligadas nas áreas mais remotas e importações de energia. Em 2018, o Benim importou 215 MW de energia elétrica (ou seja, 4 vezes a produção interna), o que o coloca em uma situação de

dependência energética muito grande apesar dos esforços do governo para aumentar a capacidade de produção do país. Vários são os obstáculos que impedem o desenvolvimento das fontes renováveis e a sua promoção no Benim, impossibilitando a contribuição de uma matriz mais renovável e sustentável, segundo a *Politique Nationale de Développement des Energies Renouvelables* (PONADER, 2020). Eles são principalmente observados nos níveis institucional, regulatório, técnico, econômico e organizacional:

- A segurança da fonte de combustível para geração de energia;
- A falta de arranjo institucional adequado devido à fraca coordenação entre ministérios e agências governamentais;
- A ausência de um quadro regulamentar transparente e conducente ao envolvimento do setor privado;
- A falta de incentivos para favorecer o desenvolvimento sustentável de energia renovável por meio de tecnologias;
- Alto custo envolvendo as tecnologias de energia renovável e a ausência de uma abordagem de planejamento integrado,
- A falta de um quadro estratégico para servir de referência para o desenvolvimento, implementação, avaliação e monitoramento de projetos e programas de energia renovável em Benin.

5. POSSIBILIDADES DE SOLUÇÃO

Tendo em vista os diversos obstáculos ao desenvolvimento de energia renovável, esta seção sugere algumas possibilidades que promoverão de certa forma o desenvolvimento das fontes de energia renovável no Benim:

- Realizar mais campanhas de conscientização pública para promover as tecnologias de energia renovável;
- Criação de centros de pesquisas e de desenvolvimento na área de energia renovável em parcerias com instituições autônomas;
- Desenvolver um plano energético robusto e sustentável a longo prazo;
- Criar um Sistema Nacional de Inovação com especial concentração no desenvolvimento de energias renováveis;

- Facilitar a participação de empresas privadas e estrangeiras a investir no setor energético do país;
- Fornecem um desconto de imposto baseado na produção ou no investimento em projetos de energias renováveis;
- Revisar uma série de leis e artigos para garantir que as fontes de energias renováveis sejam mais incorporadas na matriz elétrica do país;
- Implementar usinas de biogás pois as matérias-primas necessárias para alimentar as usinas de biogás são relativamente abundantes em todo o país.

6. CONCLUSÃO

O desenvolvimento de energia renovável de forma sustentável para uma nação, não se resume apenas o uso adequado dos recursos energéticos, mas também requer estratégias de políticas eficazes. Este artigo apresentou a característica da matriz elétrica do Benim e as possibilidades de solução para melhoria do seu setor energético. Observou-se que apesar do bom potencial do país, Benin ainda não experimenta o uso em larga escala de tecnologias de energia renovável devido à alguns obstáculos a níveis institucional, regulatório, técnico, econômico e organizacional. Quanto à matriz elétrica do país, ela é caracterizada pela predominância de fonte térmica enquanto as fontes de energia renovável, em específico a solar e hidráulica, juntos representam apenas 2,58% da geração com destaque a fonte solar que participou com 77,8% da oferta interna, em 2019.

Assim, algumas possibilidades de solução foram propostas neste artigo para promover o desenvolvimento de energia sustentável no Benim. Acreditamos que a implementação adequada dessas estratégias propostas garantirá um desenvolvimento energético sustentável do país. No entanto, será necessária uma política vigorosa para a exploração dos recursos energéticos renováveis que são mais ou menos suficientemente conhecidos. Também, recomende-se ao governo Beninense implementar umas usinas de biogás para ajudar no desenvolvimento do setor energético do seu país, pois as matérias-primas

necessárias para alimentar as usinas de biogás são relativamente abundantes em todo o país.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATCHIKE, D. W.; ZHAO, Z.; BAO, G. (2020). The Relationship between Electricity Consumption, Foreign Direct Investment and Economic Growth: Case of Benin. International Journal of Energy Economics and Policy, vol.10, nº4, p.507-515.

BEAURAIN, C.; AMOUSSOU, M. B. Os desafios do desenvolvimento da energia solar no Benin. Algumas pistas de reflexão para uma abordagem territorial. Revue Mondes en Développement, Vol. 176, nº. 4, 2016, p 59-76. DOI: https://doi.org/10.3917/med.176.0059 [Em Francês].

BUR – Relatório de Atualização Bienal (2019). Primeiro Relatório Bienal de Atualização do Benin: Para a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática. [Em Francês].

EMODI, V. N.; YUSUF, S. D.; BOO, K, J. The Necessity of the Development of Standards for Renewable Energy Technologies in Nigéria. Smart Grid and Renewable Energy (SGRE), Vol 5, nº 11, 2014, p.259-274. DOI: http://dx.doi.org/10.4236/sgre.2014.511024

IEA - International Energy Agency. Final Consumption – Key World Energy Statistics. Available at: https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020/final-consumption . Acessed in 21 June 2021

INSAE – Instituto Nacional de Estatística e Análise Econômica. Projeção da população do Benin para o ano de 2021. Disponível em: <https://insae.bj/component/search/?searchword=population%20estimada%20do%20b%C3%A9nin&searchphrase=all&Itemid=101> Acesso em: 10 jul 2021.

IRENA – International Renewable Energy Agency (2018). Planning and Prospects for Renewable Energy: WEST AFRICA. Final report.

IRENA – International Renewable Energy Agency (2020). Renewable Energy Statistics 2020. Final report. Available at: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2020.pdf>. Acesed in 08 May, 2022.

KWAKWA, P. A. Analysis of the determinants of electricity consumption in Benin (2018). Journal of Energy Management and Technology, vol. 2, Issue 3, p.42-59. 10.22109 / JEMT.2018.125839.1075

MCA – Millennium Challenge Account-Benin II. Master Plan for OffGrid Electrification in Benin (PDEHR), 2017. Available at: <https://ocef.bj/images/IEDPDEHR_Benin_FINAL_2017.10.04.pdf> Acessed in 15 August 2021

MENSAH, J. H. R; SILVA, A. T. Y. L; SANTOS, I. F. S; RIBEIRO, N. S; GBEDJINOU, M. J; NAGO, V. G; TIAGO FILHO, G. L; BARROS, R. M. Assessment of electricity generation from biogas in Benin from energy and economic viability perspectives. Renewable Energy, nº163, p. 613-624, 2021. DOI:10.1016 / j.renene.2020.09.014

MENSAH, J. H. R; SANTOS, I. F. S; TIAGO FILHO, G. L. A critical analysis of the energy situation in Benin Republic and its evolution in last decade (2022). Em avaliação pela revista internacional *Renewable Energy*. Available at: < http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4074515>.

ODOU, O. D. T.; BHANDARI, R.; ADAMOU, R. Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin. Renewable Energy, Vol. 145 (2020), p.1266-1279

OKANLA, K. (2014). West Africa: Insufficient firewood. Available at: <https://www.dandc.eu/en/article/benins-energy-supply-depends-fire-wood-and-smuggled-petrol-nigeria> Acessed in: 01 november 2021

ONUDI – Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (2019). Relatório Mundial de Desenvolvimento de Pequenas Hidrelétricas. Sumário executivo. [Em Francês]

PAG – Programa de Ação do Governo. Estado da implementação de projetos e reformas setoriais: Relatório do setor elétrico (2020). Disponível em: <https://www.gouv.bj/download/180/etat-mise-oeuvre-benin-16-decembre-2020.pdf.>. Acesso em 08 maio, 2022. [Em Francês].

PLAGBETO, C. U. Produção de Eletricidade no Benim: Uma capacidade de 548 MW projetada para 2025 (2021). Disponível em: <https://lanation.bj/production-delectricite-au-benin-une-capacite-de-548-mw-projetee-en-2025-un-taux-delectrification-national-de-513-envisage/>. Acesso em 05 maio, 2022. [Em Francês].

PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Identificação e mapeamento do potencial e fontes de energia renovável juntamente com as possibilidades de exploração. Relatório Final (2010). [Em Francês].

PRB – Presidência da República do Benim. A geografia do Benim (2021). Disponível em: <https://presidence.bj/home/le-benin/geographie/> Acesso em 15 jul 2021. [Em Francês].

SNV – Relatório do estudo de viabilidade do biogás doméstico no Benin. República do Benin, Cotonou (2009). [Em Francês].

TURNER, B. (2012). The Statesman's Yearbook. Palgrave Macmillan, London. DOI: https://doi.org/10.1007/978-1-349-59541-9_178

WORLD BANK. Percentage (%) of the population with at least access to basic sanitation services in the UEMOA zone (2021). Available at: <https://data.worldbank.org/indicator/SH.STA.BASS.ZS?locations=BJ-BF-CI-GW-ML-NE-SN-TG>. Acessed in: 17 november 2021

WORLD BANK. Republic of Benin Health, Nutrition and Population Health & Poverty Analytical Report. (2009). The World Bank Group Africa Region, Human Development & Ministry of Health, Republic of Benin Public.

YÊHOUENOU, K. G. B. Transition énergétique au Bénin: quel apport du solaire photovoltaïque? Tese de Doutorado apresentada na Universidade de Estrasburgo (França) e Universidade de Abomey-Calavi (Benim), 2020.

CCS EM ARENITOS PALEÓGENOS NO SUDESTE DO BRASIL

Tirzah Loriato Moraes Silva

Universidade de São Paulo

RESUMO

A tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*) é formada por uma gama de tecnologias integradas que impedem que determinadas quantidades de CO_2 sejam liberadas para a atmosfera, auxiliando na redução de emissões dos gases de efeito estufa e mitigação das mudanças climáticas (Global CCS Institute, 2022). A utilização da tecnologia CCS é de extrema importância nos dias atuais, tendo em vista as metas de redução de emissão de carbono internacionais, como o Acordo de Paris, que visa limitar o aquecimento médio da atmosfera preferencialmente a 1,5°C (UNFCCC, 2015). Este artigo tem como objetivo estudar propriedades de arenitos paleógenos da Formação Resende nas bacias de São Paulo, Taubaté e Resende, no sudeste brasileiro, e analisar a viabilidade de uso dessas rochas para armazenamento geológico de CO_2. Os dados a serem obtidos poderão ser empregados para análise de arenitos da Bacia de Santos, pois estas bacias *onshore* e offshore apresentam arenitos de mesma idade e talvez contexto pós-sedimentares com similaridades.

Palavras-chave: CCS, armazenamento geológico de CO_2, Bacia de Resende.

ABSTRACT

The CCS (Carbon Capture and Storage) technology comprises a range of integrated technologies that prevent certain amounts of CO_2 from being released into the atmosphere, helping to reduce greenhouse gas emissions and mitigate climate change (Global CCS Institute, 2022). The use of CCS technology is extremely important nowadays, in view of international carbon emission reduction goals, such as the Paris agreement, which aims to limit the average warming of the atmosphere, preferably, to 1.5°C (UNFCCC, 2015). This article aims to study properties of paleogenous sandstones from the Resende Formation in the São

Paulo, Taubaté and Resende basins, in southeastern Brazil, and to analyze the feasibility of using them for geological storage of CO_2. The data to be obtained can be used for analysis of sandstones from the Santos Basin, as these onshore and offshore basins present sandstones of the same age and perhaps post-sedimentary context with similarities.

Keywords: CCS, geological storage of CO_2, Resende Basin.

1. INTRODUÇÃO

Uma das principais preocupações da atualidade é o Aquecimento Global, tendo em vista que o aquecimento médio da superfície terrestre afetará negativamente a qualidade de vida humana. As pesquisas indicam que a temperatura média da atmosfera terrestre deve aumentar entre 1,5°C a 2°C até 2100. Portanto, as principais causas desse aquecimento devem ser reduzidas ao máximo o quanto antes (MASSON-DELMOTTE, Valérie; et al., 2018).

As principais causas dessas mudanças climáticas são as fontes emissoras de gases do efeito estufa, sendo um dos principais o CO_2. As Fontes de Emissão se dividem em duas categorias: móveis e estacionárias. Entre fontes móveis podemos citar como principais representantes os meios de transporte movidos a combustíveis fósseis. Já as fontes estacionárias se caracterizam por ocuparem uma área limitada com possibilidade de avaliação direta na fonte, em geral, ligadas a atividades industriais de transformação, mineração e produção de energia em usinas termelétricas (MMA, 2022).

Entretanto, estão sendo criadas tecnologias para diminuir a quantidade de CO_2 emitida na atmosfera. Uma destas tecnologias é o CCS (Carbon Capture and Store), que possui a capacidade de capturar e estocar em profundidade o CO_2 emitido por fontes estacionárias, impedindo que este chegue a atmosfera e contribua para o aquecimento global (Global CCS Institute, 2022).

A primeira vez que o CO_2 é descartado no subsolo, ou seja, a primeira vez em que o CCS teve um projeto em escala comercial iniciado, foi em 1996, no Projeto de Armazenamento do Aquífero Salino Sleipner (Baklid et al., 1996),

que indicou que a técnica de CCS é segura a uma taxa de 1 Mt/ano (Kelemen, 2019).

Atualmente, os projetos de CCS têm utilizado quinze critérios, divididos em seis categorias, para avaliação da área de interesse de armazenamento de CO_2. Essas categorias abrangem as características da bacia, como tectônica, geológica, hidrogeológica e geotérmica; recursos da bacia e maturidade da indústria; fontes de CO_2, acessibilidade e infraestrutura e condições climáticas; fatores econômicos, políticos e sociais. Um dos principais critérios é a proximidade das fontes de captura de CO_2, do local de armazenamento, pois a grande distância entre a fonte de captura e o local de armazenamento torna a prática inviável economicamente (Bachu, 2010).

As regiões próximas aos depósitos da Formação Resende (nordeste do estado de São Paulo, sul do estado do Rio de Janeiro e sudeste de Minas Gerais) apresentam grandes emissões de CO_2 (Rockett, 2010), e a região mais próxima com possibilidade de armazenamento de CO_2 está na Bacia do Paraná. A distância entre as fontes de emissão nessa porção do país e a Bacia do Paraná inviabilizam a atividade, tendo em vista que a distância superaria a viabilidade econômica da mesma (Bachu, 2010).

Enfocando a busca de outras alternativas, este trabalho visa o estudo dos arenitos da Formação Resende, presente na Bacia de Taubaté, Resende e São Paulo, para avaliar seu potencial para o armazenamento geológico de CO_2 capturado nesta porção do sudeste brasilero, além de ser um referencial onshore para a análise de arenitos da Bacia de Santos, pois estas bacias onshore e offshore apresentam arenitos de mesma idade e talvez contexto pós-sedimentares com similaridades.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento desta pesquisa será realizada a análise bibliográfica de artigos, teses e dissertações que tratam dos assuntos abordados neste artigo. Também foi realizado um estudo bibliográfico da geologia dos arenitos da Formação Resende.

Para o desenvolvimento do mapa foi utilizado o programa Google Earth Pro para localizar as fontes estacionárias de emissão de CO_2. Os *shapefiles* dos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro foram adquiridos no IBGE, e os *shapefiles* das bacias foram retirados de https://forest-gis.com/shapefiles/bacias_sedimentares_brasileiras.kmz. Em seguida os kmz's foram colocados no programa ArcGis, georreferenciados e em seguida foi gerado o mapa com legenda e escala.

3. AQUECIMENTO GLOBAL

O Aquecimento Global é uma das principais preocupações mundiais da atualidade, tendo em vista que o aquecimento médio da superfície terrestre causa mudanças climáticas. Tais mudanças climáticas estão afetando serviços ecossistêmicos, o que acaba por afetar a saúde, bem-estar e meios de subsistência humanas. Alguns exemplos desses efeitos são pragas de insetos florestais aumentando em várias regiões e a expansão de plantas lenhosas em pastagens e savanas, trazendo gramíneas invasoras que aumentam o risco de incêndio e reduzindo as pastagens (PÖRTNER, Hans et al., 2021).

A compreensão dos elementos fundamentais do sistema climático é robusta e bem estabelecida. Estudos de evidências de arquivos naturais possibilitam que pesquisadores façam reconstruções do clima passado e do clima futuro, nos dando uma perspectiva de como o clima da Terra varia em longo prazo (ARIAS, Paola A. et al.,2021).

Utilizando registros de bolhas de ar aprisionado pelo gelo na Antártica, é possível medir a quantidade de CO_2 em ppm na atmosfera do período em que o ar foi aprisionado. Os registros mais antigos remontam a 800.000 anos atrás (UNEP, 2020). Estes estudos indicaram que a temperatura média da superfície terrestre e a concentração de CO_2 na atmosfera estão atrelados. Também se observou que as quantidades de CO_2 nunca foram tão altas na atmosfera (ARIAS, Paola A. et al., 2021), desde 800.000 anos nunca havia atingido 416 ppm, como se observa hoje (UNEP, 2020). Sabe-se que a ação humana é a grande responsável (ARIAS, Paola A. et al.,2021), tendo em vista o aumento de

mais de 100 ppm nas concentrações de CO_2 desde março de 1958 (UNEP, 2020), assim podemos atribuir a influência humana às Mudanças em um número maior de componentes do sistema climático (ARIAS, Paola A. et al.,2021).

Os estudos dos arquivos naturais e projeções das ações humanas nos permitem projetar, com confiança média, que até o ano de 2300 as temperaturas globais estejam 2,3°C a 4,6°C a mais do que em 1850-1900. O IPCC projetou alguns cenários futuros para a mudança climática terrestre, a projeção (SSP1-1.9), que representa a maior diminuição de emissões futuras; espera que até 2100 ocorra um aquecimento global menor que 1,5°C (ARIAS, Paola A. et al.,2021). Em média, os cenários mais otimistas projetam que a temperatura média da atmosfera terrestre deve aumentar entre 1,5°C a 2°C até 2100 (MASSON-DELMOTTE, Valérie; et al., 2018).

Segundo Pascal Peduzzi, diretor do GRID-Genebra do PNUMA e gerente de programas da Sala Mundial de Situação Ambiental, é preciso zerar as emissões líquidas até 2040, para que se mantenha a média de aquecimento global em 1,5°C (UNEP, 2020). Sendo está a mesma conclusão que O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) apresenta em seu Sumário para Formuladores de Políticas do relatório Mudança Climática 2022: Mitigação da Mudança Climática, no qual, afirma que caso não ocorram reduções significativas imediatas de emissões de gases do efeito estufa em todos os setores, será impossível limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C (UNEP, 2022).

O aquecimento global causará aumento dos extremos de calor em regiões habitadas, ocorrerão com mais frequência chuva intensa em diversas regiões, e aumentará déficits de chuva e secas em algumas regiões (MASSON-DELMOTTE, Valérie; et al., 2018).

4. FONTES EMISSORAS FIXAS

As principais causas dessas mudanças climáticas são as fontes emissoras de gases do efeito estufa, sendo um dos principais o CO_2. As Fontes de Emissão se dividem em duas categorias: móveis e estacionárias.

Entre fontes móveis podemos citar como principais representantes os meios de transporte movidos a combustíveis fósseis. Já as fontes estacionárias se caracterizam por serem ocuparem uma área limitada com possibilidade de avaliação direta na fonte, em geral, ligadas a atividades industriais de transformação, mineração e produção de energia em usinas termelétricas (MMA, 2022).

O CCS (Carbon Capture and Storage) é uma tecnologia recente, que visa a captura e estocagem de CO_2 gerado por fontes estacionárias, impedindo que este gás do efeito estufa vá para atmosfera e contribua com o aquecimento global.

5. CCS (*CARBON CAPTURE AND STORAGE*)

Tendo em vista as metas de redução de emissão de carbono internacionais, como o Acordo de Paris, que visa limitar o aquecimento médio da atmosfera preferencialmente a 1,5°C (UNFCCC, 2015), foi publicado, em resposta, um relatório do IPCC afirmando que para tal é necessário armazenar dezenas de Gt CO_2 por ano (IPCC, 2018). O armazenamento desse CO_2 a longo prazo pode ser realizado através de dois métodos: o sequestro subterrâneo em formações sedimentares e a mineralização de carbono (Kelemen, 2019).

A estocagem de CO_2 subterrânea em formações sedimentares é a técnica mais madura para armazenamento de CO_2 capturado de fontes fixas. A capacidade global de armazenamento subterrâneo em aquíferos salinos e reservatórios de hidrocarbonetos, combinadas, é estimada entre 5.000 e 25.000 Gt CO_2 (Coninck & Benson, 2014), o que é maior do que o necessário para limitar o aquecimento a menos de 1,5◦C até 2100 (Rogelj et al., 2018).

A tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*) é formada por uma gama de tecnologias integradas que impedem que determinadas quantidades de CO_2 produzidas por atividades antrópicas sejam liberadas para a atmosfera. O CCS já é utilizado em diversos países em escala comercial segura há 45 anos, com tecnologias comprovadas, auxiliando na redução de emissões dos gases

de efeito estufa e mitigação das mudanças climáticas (Global CCS Institute, 2022).

O CCS é composto por três etapas: captura, transporte e estocagem geológica do CO_2. A primeira etapa é o processo de Captura, no qual é feita a separação do CO_2 de outros gases produzidos em grandes instalações de processos industriais fixas, como usinas a carvão e gás natural, siderúrgicas, fábricas de cimento e refinarias. Antes do início do processo de Transporte deve ser feita a compressão do CO_2, que em seguida é transportado por dutos, caminhões ou navios, para o local de armazenamento geológico. Durante o processo de Armazenamento o CO_2 é injetado em formações rochosas, em profundidades de um quilômetro ou mais (Global CCS Institute, 2022).

Em 1996 ocorreu o primeiro projeto de CCS em escala comercial, o Projeto de Armazenamento do Aquífero Salino Sleipner. A estocagem de carbono ocorreu em uma formação aquífera salina offshore. No processo, a rocha de armazenamento de CO_2 escolhida foi um arenito permeável, encontrada sob uma camada de folhelho, que se comporta como a rocha selante. (Baklid et al., 1996).

Para o armazenamento geológico é utilizado o CO_2 supercrítico, que apresenta uma densidade em torno de 600 kg/m3 e, neste estado, pode ser injetado e armazenado em formações sedimentares profundas, abaixo de um quilômetro de profundidade. As rochas em que o CO_2 será injetado são chamadas rochas-reservatório, sendo em geral arenitos, calcários, dolomitos, ou suas misturas. Idealmente, elas devem apresentar alta porosidade e permeabilidade para garantir alta capacidade de armazenamento (50–100 $MtCO_2$/projeto), com injeção comercialmente significativa ($MtCO_2$/ano), e serem espessas. Outra rocha importante para este processo é a rocha selante, que possui baixa permeabilidade e mantém o CO_2 aprisionado na rocha reservatório; em geral são folhelhos, rochas salinas ou carbonáticas de baixa permeabilidade. A segurança do reservatório depende da impermeabilidade da rocha selante e da extensão dos mecanismos de aprisionamento secundário (Kelemen, 2019).

6. FORMAÇÃO RESENDE

A unidade litoestratigráfica denominada Formação Resende compreende um preenchimento sedimentar sintectônico gerado por um sistema de leques aluviais associados à planície aluvial de rios entrelaçados, compondo a porção basal e lateral do Grupo Taubaté. A formação está inserida em um hemigráben de direção ENE, formado durante o desenvolvimento do Rift Continental do Sudeste do Brasil (RCSB) no Eoceno-Oligoceno. Ela encerra este tipo de depósito nas bacias onde está presente, sendo estas as bacias de São Paulo, Taubaté, Resende e Volta Redonda (Riccomini, 1989).

Na borda norte das bacias, onde se encontra a Formação Resende, ocorrem orto e paraconglomerados, depositados por leques em processos de fluxos gravitacionais subaéreos. Nas áreas medianas e distais da formação, apresentam-se lamitos e lamitos arenosos maciços interagindo lateralmente com leques próximos, por vezes conglomeráticos (Riccomini et al, 2004; Riccomini, 1989).

Nesta formação, também são encontradas porções predominantemente arenosas, resultado de canais fluviais entrelaçados (que estão axiais às bacias), que geraram arenitos com estratificação cruzada acanalada ou corpos maciços de extensão métrica e espessura decimétrica, com a geometria de canal preservado (Riccomini, 1989). Os arenitos se apresentam como subarcoseanos a arcoseanos, pontualmente conglomeráticos, de granulação média a grossa, mal selecionados com grãos subarredondados a angulosos, envoltos por uma fina película da matriz argilosa em contatos pontuais (Riccomini et al, 2004; Goenopawiro, 1997; Sant'Anna, 1999).

As porções arenosas da Formação Resende apresentam, localmente, glóbulos e lepisfesras de sílica e cimentação em conglomerados e lamitos, indicando que ocorreu influência hidrotermal no RCSB (Sant'Anna, 1999; Riccomini et al, 2004). Os cimentos surgiram pela ação de falhas e fraturas na formação, e estudos indicam que a cristalização dos cimentos foi penecontemporânea à sedimentação eocênica, permitindo a percolação de soluções hidrotermais e cimentação (Riccomini et al, 2004, Sant'Anna &

Riccomini, 2001). O evento de silicificação hidrotermal ocorreu no final da sedimentação da Formação Resende, tendo em vista a atividade sísmica sinsedimentar indicada pelos arenitos dos diques clásticos da bacia São Paulo (Sant'Anna, 1999).

As principais áreas-fonte dos sedimentos da Formação Resende são o embasamento pré-cambriano e os maciços alcalinos cretáceos, tendo em vista que datações isotópicas dos lamitos da formação (utilizando Sm/Nd no modelo TDM) indicam idades entre 1,7 e 2,2 Ga (idade do embasamento) e 1,3 Ga (idade mista entre os maciços e rochas pré-cambrianas) (Sant'Anna et al.,2003, Riccomini et al, 2004).

7. FORMAÇÃO RESENDE COMO ALVO DE ESTOCAGEM

Apenas em 2018, a região sudeste do Brasil emitiu 396,2 milhões de toneladas brutas de gás carbônico equivalente (CO2e) na atmosfera, 20% do total nacional (IEMA, 2021). Por mais que em grandes áreas metropolitanas, a principal fonte de emissão de GEE seja móvel e ligada aos meios de transporte, as fontes estacionárias possuem grande participação nas emissões da região, principalmente com as usinas termelétricas fósseis (IEMA, 2021).

Idealmente, os sítios de armazenamento de CO_2 devem estar localizados em um ambiente geológico estável, e as áreas fonte deve estar próximas dos potenciais sumidouros (local de armazenamento) tendo em vista que se estes forem muito distantes a atividade ficará economicamente inviável, dado o alto custo de transporte (Bachu, 2010).

Considerando todas as características apresentadas da Formação Resende e das bacias em que se encontra, bem como os critérios para avaliar e classificar bacias sedimentares em termos de sua adequação ao armazenamento de CO_2 (Bachu, 2010), avalia-se que os arenitos da Formação Resende se tornam o principal alvo de estudo para estocagem de CO_2 para as fontes estacionárias desta porção do sudeste, pois situam-se próximos às fontes e em posição intermediária entre as bacias do Paraná e Santos.

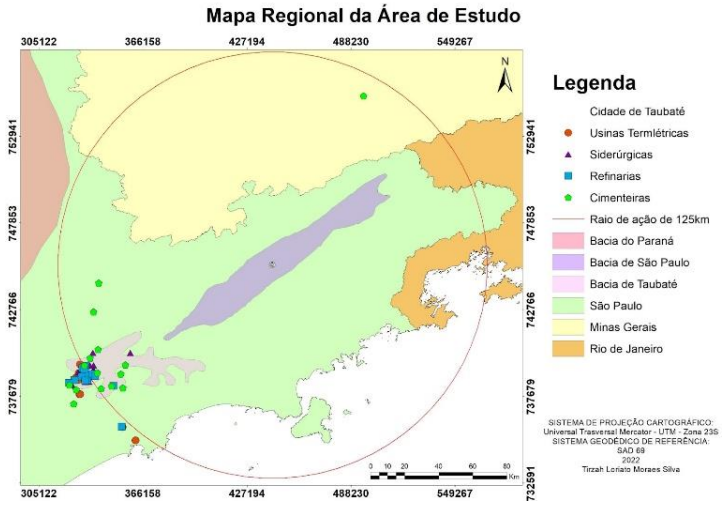


Figura 3 – Fontes emissoras de CO_2 localizadas dentro do raio de 150 km a partir da cidade de Taubaté, ponto central dos arenitos da Formação Resende

8. CONCLUSÃO

Tendo em vista as necessidades globais urgentes de diminuição de emissões de CO_2, que o CCS é uma tecnologia que visa diminuir as emissões de CO_2 para atmosfera, que os arenitos da Formação Resende apresentam grande potencial para estudo de armazenamento de CO_2, e que grande parte do CO_2 emitido de fontes estacionárias no Brasil vem de fontes nas proximidades das bacias em que Formação Resende se encontra.

O estudo aprofundado das bacias que abrigam os arenitos da Formação Resende é de grande importância. Deve-se estudar a heterogeneidade da porosidade de arenito fluvial paleógeno da Formação Resende nas bacias de São Paulo, Taubaté e Resende, no sudeste brasileiro, e analisar a viabilidade de uso dessa litologia para o armazenamento geológico de CO_2. Os dados a serem obtidos poderão ser empregados para análise de arenito fluvial de outras bacias sedimentares, incluindo a Bacia de Santos, pois estas bacias *onshore* e *offshore* apresentam arenitos de mesma idade e talvez contexto pós-sedimentares com similaridades. Caso as bacias sejam consideradas aptas à estocagem CO_2, a região sudeste poderá diminuir consideravelmente suas emissões de CO_2.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, Paola A. et al. Technical summary. Climate Change, p. 33-144, 2021. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_TS.pdf . Acesso em: 25 de mai. de 2022.

BACHU, Stefan. Screening and selection criteria, and characterisation techniques for the geological sequestration of carbon dioxide (CO2). In: Developments and innovation in carbon dioxide (CO2) capture and storage technology. Woodhead Publishing, 2010. p. 27-56.

BAKLID, Alan; KORBOL, Ragnhild; OWREN, Geir. Sleipner Vest CO2 disposal, CO2 injection into a shallow underground aquifer. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 1996. Disponível em: http://www.ipt.ntnu.no/msim/lib/exe/fetch.php?media=19_baklid_et_al._1996_.pdf. Acesso em: 30 de mai. de 2022.

BARBOZA, A. C. L. Integração de Análises Sedimentológicas e Hidrogeológicas como Base para Caracterização da Formação Resende (Bacia de Resende, RJ) como Reservatório. Rio de Janeiro, 2009.

BRÊDA, Thaís Coelho; RAMOS, Renato Rodriguez Cabral; MELLO, Claudio Limeira. Análise Petrográfica de Arenitos da Formação Resende (Bacia de Resende, RJ). Geosciences= Geociências, v. 32, n. 4, p. 659-676, 2013.

DUNCAN, Douglas W.; MORRISSEY, Eric A. The Concept of geologic carbon sequestration. US Department of the Interior, US Geological Survey, 2011.

DE CONINCK, Heleen; BENSON, Sally M. Carbon dioxide capture and storage: issues and prospects. Annual review of environment and resources, v. 39, p. 243-270, 2014.

ForestGIS. Download GIS (Banco de Dados de Links). 2022. Disponível em: https://forest-gis.com/shapefiles/bacias_sedimentares_brasileiras.kmz. Acesso em: 01 jun. 2022.

Global CCS Institute. CCS is a climate change technology. 2022. Global CCS Institute. Disponível em: https://www.globalccsinstitute.com/about/what-is-ccs/ . Acesso em: 11 fev 2022.

IBGE. Malha Municipal. 2021 Disponível em: https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/15774-malhas.html?=&t=acesso-ao-produto. Acesso em: 01 jun. 2022.

IEMA. Queima de combustíveis fósseis eleva emissões no Sudeste. IEMA, abr. 2021. Mobilidade Urbana, Transporte De Cargas, Energia Elétrica. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/queima-de-combustiveis-fosseis-eleva-emissoes-no-sudeste-20210428#:~:text=O%20setor%20de%20energia%20%C3%A9,a%2020%25%20do%20total%20nacional. Acesso em 09 de maio de 2022

IPCC. Global warming of 1.5° C: an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5° C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018.

KELEMEN, Peter et al. An overview of the status and challenges of CO2 storage in minerals and geological formations. Frontiers in Climate, v. 1, p. 9, 2019.

MMA. Fontes Fixas. 2022. Disponível em https://antigo.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/qualidade-do-ar/fontes-fixas.html . Acesso em 09 de maio de 2022.

MASSON-DELMOTTE, Valérie; et al. Painel intergovernamental sobre mudanças climáticas: Sumário para Formuladores de Políticas Aquecimento Global de 1,5°C. 06 out. 2018. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/07/SPM-Portuguese-version.pdf . Acesso em: 25 mai. 2022.

NEWELL, Pania; ILGEN, Anastasia G. Overview of geological carbon storage (GCS). In: Science of Carbon Storage in Deep Saline Formations. Elsevier, 2019. p. 1-13.

UNEP. Concentração global de CO2 bate recorde mesmo durante crise do COVID-19. UN Environment Programme, 11 mai. 2020. Climate Action. Disponível em: https://www.unep.org/pt-br/noticias-e-reportagens/reportagem/concentracao-global-de-co2-bate-recorde-mesmo-durante-crise-do. Acesso em: 25 mai. 2022.

UNEP. Mudança Climática 2022: Mitigação da Mudança Climática, a contribuição do Grupo de Trabalho III para o Sexto Relatório de Avaliação. UN Environment Programme, 04 abr. 2022. Climate Action. Disponível em: https://www.unep.org/pt-br/resources/relatorios/mudanca-climatica-2022-mitigacao-da-mudanca-climatica-contribuicao-do-grupo-de#:~:text=O%20Painel%20Intergovernamental%20sobre%20Mudan%C3%A7as,ser%C3%A1%20finalizado%20ainda%20este%20ano. Acesso em: 30 de mai de 2022.

PÖRTNER, Hans, et al. Technical summary. Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability: Technical Summary. IPCC WGII Sixth Assessment Report, 01 out. 2021. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/ https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/downloads/report/IPCC_AR6_WGII_FinalDraft_TechnicalSummary.pdf . Acesso em: 25 mai. 2022.

RICCOMINI, Claudio. O rift continental do sudeste do Brasil. 1989. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

RICCOMINI, Claudio; SANT'ANNA, Lucy Gomes; FERRARI, André Luiz. Evolução geológica do rift continental do sudeste do Brasil. Geologia do continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida, p. 383-405, 2004.

ROCKETT, G. C. Associação de fontes emissoras e reservatórios potenciais para armazenamento geológico de CO2 na Bacia de Campos. Brasil, 202p, 2010.

ROGELJ, Joeri et al. Scenarios towards limiting global mean temperature increase below 1.5 C. Nature Climate Change, v. 8, n. 4, p. 325-332, 2018.

SANT'ANNA, Lucy Gomes. Geologia, mineralogia e gênese das esmectitas dos depósitos paleogênicos do Rift Continental do Sudeste do Brasil. 1999. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

REV, F. C. P. L. Adoption of the Paris Agreement Proposal by the President. vol, v. 21932, p. 1-32, 2015.

ZHANG, Dongxiao; SONG, Juan. Mechanisms for geological carbon sequestration. Procedia IUTAm, v. 10, p. 319-327, 2014.

CENÁRIO ENERGÉTICO PARA ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS DE CRUZEIRO DO SUL (AC) E FEIJÓ (AC)

Mateus Sousa Pinheiro[1]; Paula Meyer Soares[1]; Thelma Maria Melo Pinheiro[2]

[1]Universidade de Brasília; [2]Agência Nacional de Energia Elétrica

RESUMO

Os Sistemas Isolados são sistemas de produção e transmissão de eletricidade que não fazem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), dependendo majoritariamente de usinas termelétricas a diesel, caras e poluentes. Cruzeiro do Sul e Feijó, no Acre, são exemplos de localidades isoladas. Esse trabalho tem o objetivo de trazer uma alternativa de cenário energético para abastecimento desses municípios a partir da projeção de duas usinas que utilizem resíduo madeireiro como fonte de combustível. O processo metodológico começou com a definição do potencial energético da biomassa residual nas proximidades, dos custos de transporte do resíduo e da operação e manutenção das usinas, até a análise de viabilidade econômica a partir dos cálculos de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*. Três cenários foram analisados de acordo com diferentes valores de atualização monetária e financiamentos realizados junto ao banco e mostraram ser viáveis. O trabalho, portanto, atingiu o objetivo de propor uma alternativa energética abrangente e sustentável.

Palavras-chave: Cruzeiro do Sul; Feijó; Sistemas Isolados; Resíduo madeireiro.

ABSTRACT

In Brazil, Isolated Systems are electricity production and transmission systems that are not part of the National Interconnected System (SIN), depending mostly on expensive and polluting diesel thermoelectric plants. Cruzeiro do Sul and Feijo, in Acre, are example of isolated locations. This work aims to bring an alternative energy scenario to supply these cities from the projection of two plants that use logging waste as a fuel source. The methodological process began with

the definition of the energy potential in the logging waste present in the vicinity, the transportation costs, the operations and maintenance costs, until the analysis of economic viability based on the calculations of Net Present Value (NPV), Rate Internal Return (IRR) and payback. Three scenarios were analyzed according to different monetary restatement values and financing carried out with the bank and all the scenarios proved to be viable. Thus, this work reached the goal of proposing a comprehensive and sustainable energy alternative.
Keywords: Cruzeiro do Sul; Feijo; Isolated Systems; Logging waste.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas Isolados são definidos como sistemas de produção e transmissão de energia elétrica não conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por razões técnicas ou econômicas (BRASIL, 2010). Apesar do baixo consumo, por não estarem interligadas, as localidades isoladas são abastecidas por geração local, dependente, em quase sua totalidade, de usinas termelétricas (UTE) movidas a óleo diesel, que trazem impactos financeiros e ambientais.

As termelétricas a óleo diesel possuem Custo Variável Unitário (CVU) muito alto, de acordo com Sampaio e Pereira (2018). O alto custo dessa fonte de geração atinge não só os consumidores locais, o que se torna perceptível ao analisar a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A CDE é um fundo setorial que visa custear políticas públicas do setor elétrico. Seus recursos são arrecadados principalmente por meio de encargo tarifário. Apesar de financiar outras políticas públicas, a principal parcela custeada pela CDE é a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que visa cobrir os custos de geração dos Sistemas Isolados (CCEE, 2022).

De acordo com notícia da Folha de São Paulo (2022), o consumidor vai pagar R$ 30,2 bilhões para financiar os subsídios da CDE por meio das contas de luz em 2022, o que representa um impacto médio de 3,39% nas tarifas. Desse valor destinado à CDE, R$ 11,9 bilhões são direcionados apenas para a CCC, pouco mais de 39%.

1.1 Cruzeiro do Sul e Feijó e o fornecimento de energia elétrica

Cruzeiro do Sul e Feijó, no Acre, são exemplos de dois municípios dependentes de Sistemas Isolados. O último leilão para as obras de interligação dessas duas localidades ocorreu em 2019 e a data para finalização das obras é prevista para 2025 (EPE, 2019).

Até o momento, Cruzeiro do Sul tem sua geração por meio de uma UTE a diesel com potência de 34 MW, enquanto Feijó também depende do mesmo tipo de fonte, com UTE de 6,25 MW (ANEEL, 2021). O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 aponta que os valores dispendidos com o suprimento local para essas duas localidades são de aproximadamente R$ 350 milhões anuais (MME; EPE, 2021).

O fornecimento de energia aos municípios citados trouxe discussões recentes. No Brasil, de maneira geral, os sistemas elétricos seguem o critério N-1 de confiabilidade. De acordo com o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), esse é um critério determinístico pelo qual o sistema deve ser capaz de suportar qualquer contingência simples sem que haja corte de carga (ONS, 2021).

Em 2019, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) definiu em seus estudos que a alternativa de melhor custo-benefício para interligar a região exigiria a flexibilização do critério N-1. A EPE verificou ainda a possibilidade da manutenção do parque gerador local térmico para suprir a carga em casos de contingência, mas os resultados apontaram que essa alternativa se tornaria muito mais onerosa (EPE, 2019).

Vale lembrar, porém, que o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede deixa claro que, para cumprimento do critério N-1, a geração térmica é um tipo de recurso que deve ser utilizado, caso necessário (ONS, 2021). Dessa forma, a discussão envolveu aspectos predominantemente elétricos. Este trabalho propõe, porém, uma visão mais ampla ao idealizar um cenário energético com uma usina termelétrica em Cruzeiro do Sul, com potência de 38 MW e uma outra em Feijó, de 7 MW, utilizando resíduo madeireiro como combustível.

O uso do resíduo de madeira tem como objetivo aliar a problemática do abastecimento da região com o desperdício da madeira explorada no Brasil. Costa *et al.* (2020) apontam que mais de 60% da madeira explorada no país é desperdiçada, com o índice podendo atingir até 80%. Esse baixo aproveitamento gera elevados volumes de resíduos que não possuem destino adequado.

2. METODOLOGIA

A primeira etapa da pesquisa foi descritiva, buscando compreender as características econômicas, elétricas e ambientais da geração local por meio de levantamento documental das instituições do Setor Elétrico Brasileiro. Na segunda etapa, a proposta de cenário energético foi projetada.

Para tal, primeiramente foi necessário definir o potencial energético da biomassa de resíduo madeireiro presente nas proximidades. As usinas utilizariam inicialmente a biomassa advinda de uma empresa localizada em Manoel Urbano (AC), tendo em vista estudos realizados por Cordeiro e Nolasco (2017) acerca da geração de resíduos madeireiros em sua serraria.

Para o cálculo do potencial gerado pelos resíduos da madeireira, foi utilizada como base a Equação 1, proposta por Coelho *et al*. (2008).

$$Potencial\left(\frac{MW}{ano}\right) = \frac{[(t_{madeira} \times \%_{resíduos}) \times PCI \times \eta]}{860 \times 8322} \quad (1)$$

Os estudos de Cordeiro e Nolasco (2017) listam o volume exato de resíduo de cada espécie explorada pela madeireira. Estudos complementares definiram a densidade de cada espécie e, multiplicando o volume pela densidade, a massa de madeira em toneladas ($t_{madeira}$) se tornou conhecida. Valores de Poder Calorífico Inferior (PCI) foram obtidos por meio de levantamento bibliográfico, e com relação à eficiência, representada por η, o valor adotado foi de 40%. Ademais, foi considerado as usinas operavam 8.322 horas por ano.

A quantidade de resíduo gerado pela madeireira em Manoel Urbano atinge cerca de 34.800 toneladas, sendo capaz de gerar aproximadamente 8 MW em um ano somente com tais resíduos. Porém, tal potencial ainda não seria suficiente para abastecer as localidades de Cruzeiro do Sul e Feijó. Dessa forma, maiores quantidades de biomassa residual deveriam ser buscadas em municípios próximos. Com base nos dados de IMAFLORA (2021) e Lentini (2021), esses municípios foram listados.

Para calcular o potencial advindo do resíduo madeireiro desses municípios, a Equação 1 foi novamente utilizada. Como não se conhecia de forma exata as espécies exploradas e os respectivos volumes de resíduo, os valores adotados foram a média dos encontrados no caso da madeireira de Manoel Urbano. Dessa forma, a taxa de resíduos adotada foi de 73%, PCI médio das espécies de 4.131,57 kcal/kg e densidade média de 788 kg/m³.

Com a quantidade de biomassa que cada município nas proximidades poderia fornecer, os custos de transporte foram calculados. Foi considerado que o caminhão utilizado teria capacidade de 70 toneladas de transporte e tanque de combustível de 500 litros, com consumo médio de diesel de 2 km/l. O valor adotado para o combustível foi de R$ 6,285.

Os valores de investimento para a implantação dessas usinas foram baseados nos resultados do Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 2021. Com relação aos custos de operação e manutenção, foi feito um levantamento de dados baseados em estudos com características semelhantes de acordo com Preilipper *et al*. (2016), Ribeiro (2018), Seratto (2010) e Lima Junior *et al*. (2015).

A Tabela 1 reúne as condições utilizadas para a idealização das usinas termelétricas de Cruzeiro do Sul e Feijó que utilizam resíduo madeireiro como fonte.

Tabela 1 - Dados das usinas a resíduo de madeira idealizadas para Cruzeiro do Sul e Feijó

Dados do empreendimento	**UTE Cruzeiro do Sul**	**UTE Feijó**
Potência	38 MW	7 MW
Horas de operação	8.322 h	8.322 h
Geração/ano	316.236 MWh	58.254 MWh
Vida útil	25 anos	25 anos
Investimento	R$ 95.000.000,00	R$ 35.000.000,00
Despesas	**UTE Cruzeiro do Sul**	**UTE Feijó**
Construção civil	R$ 14.250.000,00	R$ 5.250.000,00
Equipamentos	R$ 80.750.000,00	R$ 29.750.000,00
O&M fixo	R$ 1.900.000,00	R$ 700.000,00
O&M variável	R$ 3.345.776,88	R$ 616.327,32
Depreciação (construção)	R$ 570.000,00	R$ 210.000,00
Depreciação (equipamentos)	R$ 8.075.000,00	R$ 2.975.000,00
Logística	R$ 7.000.000,00	R$ 500.000,00
Impostos	**UTE Cruzeiro do Sul**	**UTE Feijó**
PIS/COFINS	9,25%	9,25%
CSLL	9,00%	9,00%
ICMS	12,00%	12,00%

A captação de recursos dependeria de empréstimo feito junto ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) por meio do Fundo Clima (BNDES, 2022). A taxa de juros foi calculada de acordo com as condições previstas pelo BNDES, assim como aponta a Equação 2.

$$Juros = (Fator\ Custo\ \times Fator\ Taxa\ do\ BNDES\ \times Fator\ Taxa\ do\ Agente) - 1 \quad (2)$$

O Fator Custo foi composto pela Taxa de Longo Prazo (TLP), definida pelo somatório do valor do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) com uma taxa fixa do BNDES de 4,94% a.a. (BNDES, 2022).

O Fator Taxa do BNDES depende da receita operacional bruta do beneficiário. Sendo até R$ 90 milhões por ano, a taxa é de 0,9% a.a. Ultrapassando esse limite, a taxa passa a ser de 1,4% a.a. (BNDES, 2022). Para

a UTE em Cruzeiro do Sul, o valor adotado foi de 1,4% a.a., enquanto para Feijó o valor foi de 0,9% a.a.

O Fator Taxa do Agente depende da instituição financeira intermediadora e aqui foi estipulada em 3%, assim como exemplificado pelo Banco (BNDES, 2022).

A amortização do empréstimo ocorreria em 16 anos e a receita das usinas seria adquirida apenas pela venda da energia gerada. O valor da energia foi baseado nos preços de referência nos resultados do Leilão de Energia Nova A-5, de 2021. Para o caso da usina de Cruzeiro do Sul, o preço foi de R$ 350/MWh. Para a usina de Feijó, tendo em vista uma menor geração e consequentemente menor arrecadação, o preço estimado foi de R$ 550/MWh.

Assim, com o auxílio do software Microsoft Excel, a viabilidade econômica dos empreendimentos foi analisada a partir dos cálculos de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*.

3. RESULTADOS

Com relação às localidades que se destacam na exploração de madeira, além da madeireira em Manoel Urbano, a Tabela 2 aponta quais seriam responsáveis por abastecer as usinas com biomassa residual.

Tabela 2 - Produção de madeira nas localidades próximas e potencial advindo dos resíduos

Município	Volume produzido (m³)	Potencial do resíduo (MW)
Feijó (AC)	418.863,00	10,45
Rio Branco (AC)	78.659,27	7,04
Sena Madureira (AC)	52.983,78	6,51
Bujari (AC)	48.999,49	5,03
Boca do Acre (AM)	37.887,37	4,95
Porto Acre (AC)	37.244,22	1,76
Tarauacá (AC)	13.278,60	0,46

Para a análise de custos do transporte da biomassa, foi realizado levantamento da distância entre as localidades até Cruzeiro do Sul, além da distribuição semanal de resíduos, a quantidade de caminhões e os respectivos custos com combustível. A Tabela 3 aponta os resultados dessa análise.

Tabela 3 - Distribuição semanal de biomassa para a UTE de Cruzeiro do Sul

Origem	Carga (t)	Distância (km)	Caminhões	Custo (R$)
Manoel Urbano (AC)	655,97	422,0	2	7.956,81
Feijó (AC)	385,97	276,2	2	3.471,83
Rio Branco (AC)	787,75	635,1	5	19.958,02
Sena Madureira (AC)	728,52	495,6	5	15.574,23
Bujari (AC)	563,30	611,1	3	11.522,29
Boca do Acre (AM)	553,74	858,0	6	32.355,18
Porto Acre (AC)	197,42	686,5	2	8.629,31
Tarauacá (AC)	51,39	229,5	1	1.442,41
Total	**3.924,06**	**4.214,0**	**26**	**100.910,07**

Para a UTE de Cruzeiro do Sul o valor anual de diesel para abastecer os caminhões seria de R$ 5.348.233,71. Assim, o valor estimado de contrato com uma empresa de logística foi de R$ 7.000.000,00. Para a UTE de Feijó, tendo em vista que a biomassa teria origem no próprio município, o valor destinado para a o transporte foi de R$ 500.000,00.

Para análise de viabilidade econômica, três cenários foram projetados. No Cenário 1, 100% do investimento dependeria de empréstimo feito junto ao BNDES e o IPCA adotado foi de 6,86%, expectativa de mercado para 2022, de acordo com o Boletim Focus, do Banco Central, do dia 25 de março do mesmo ano.

No Cenário 2, o valor do IPCA foi alterado para 4,12%, uma média das projeções do Boletim Focus para o intervalo entre 2022 e 2025. No Cenário 3, apenas 50% do investimento seria por meio de empréstimo do BNDES e o IPCA adotado também foi de 6,86%.

A Tabela 4 aponta os resultados da análise de viabilidade econômica de acordo com cada cenário.

Tabela 4 - Análise de viabilidade econômica para a UTE Cruzeiro do Sul e UTE Feijó

	Cenário 1		**Cenário 2**		**Cenário 3**	
	UTE C. do Sul	UTE Feijó	UTE C. do Sul	UTE Feijó	UTE C. do Sul	UTE Feijó
Juros (BNDES)	16,76%	16,19%	14,00%	13,44%	16,76%	16,19%
VPL (R$)	89,1 mi	10,9 mi	114,5 mi	18,8 mi	184,1 mi	45,9 mi
TIR	20%	17%	18%	15%	25%	22%
Payback	6,45 anos	7,41 anos	6,35 anos	7,36 anos	5,56 anos	6,61 anos

Os resultados apontam que, diante das condições adotadas, os três cenários apresentariam investimentos viáveis. Caso metade do investimento inicial fosse realizado por meio de recurso próprio, como previsto no Cenário 3, o tempo de retorno seria menor em aproximadamente um ano quando comparado com os outros cenários.

Um valor mais baixo de financiamento teria como consequência uma dívida menor. A título de comparação, no momento em que as usinas entrassem em operação comercial, o valor da amortização do empréstimo equivaleria a 33% dos custos no caso da UTE de Cruzeiro do Sul e 37% no caso da UTE Feijó. No Cenário 3, esse valor cairia para 19% e 25%, respectivamente.

Por sua vez, no caso da dependência total de empréstimo feito junto ao BNDES, assim como nos dois primeiros cenários, tendo em vista que os juros desse empréstimo dependem diretamente do IPCA, valores menores desse índice seriam mais interessantes para os empreendimentos. A Tabela 4 aponta diferença de quase dois pontos percentuais nos juros quando o IPCA cai de 6,86% para 4,12% e um tempo menor de retorno do investimento. Logo, o Cenário 2 mostra ter vantagem ao ser comparado com o Cenário 1.

Outro ponto de destaque, independente do cenário, é o alto custo do transporte da biomassa no caso da UTE de Cruzeiro do Sul. Os valores de

logística, atingindo anualmente cifras de R$ 7 mi, seriam responsáveis por 11% dos gastos nos primeiros anos do empreendimento, podendo alcançar 17% nos ao final da vida útil da usina.

4. CONCLUSÕES

A dependência de termelétricas a diesel para a geração local nos municípios abordados custam R$ 350 milhões por ano, pagos pelos consumidores por meio da CDE, além de trazer consequências ambientais graves. De forma paralela, cresce a exploração de madeira em regiões próximas e o baixo aproveitamento dessa matéria-prima gera resíduos que, sem destino, podem ser aproveitados como combustível nas usinas. O cenário energético proposto idealiza a construção de uma UTE a resíduo de madeira em Cruzeiro do Sul, de 38 MW, e outra em Feijó, de 7 MW.

A capacidade de geração por meio desse aproveitamento foi comprovada. Uma só madeireira no município de Manoel Urbano gerou, sozinha, quase 35 mil toneladas de resíduo no período de um ano, o que seria capaz de alimentar uma UTE de 8 MW. Feijó, destaque na exploração de madeira, seria capaz de fornecer resíduos para abastecer sua UTE e destinar o excedente à UTE de Cruzeiro do Sul. Outras localidades próximas, capazes de gerar em torno de 25 MW com seus resíduos madeireiros, seriam responsáveis pelo restante do abastecimento da usina cruzeirense.

Para a UTE de Cruzeiro do Sul, o investimento inicial seria de R$ 95 mi, enquanto para a UTE de Feijó, o valor seria de R$ 35 mi. Todos os cenários projetados para os empreendimentos apresentaram viabilidade econômica. No melhor deles, com 50% do investimento dependendo de recurso próprio, o retorno seria possível em pouco mais de 5,5 anos no caso da usina de Cruzeiro do Sul e 6,6 anos no caso da usina de Feijó. Em todos os cenários a TIR giraria em torno de 20% e o VPL seria positivo.

Portanto, é necessário pensar em alternativas de fornecimento. A interligação, com finalização prevista para 2025, é uma delas e trouxe discussões entre EPE e ONS acerca da confiabilidade. Porém, o debate não

pode ser apenas elétrico, sendo restrito às opções de circuito simples ou duplo, mas sim abrangente, trazendo cenários energéticos sustentáveis e que considerem as oportunidades da região.

Conclui-se que, com as condições adotadas, é possível projetar uma alternativa energética para o fornecimento de energia elétrica às localidades de Cruzeiro do Sul e Feijó ao aproveitar os resíduos da exploração madeireira em localidades próximas como fonte de combustível em usinas termelétricas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/2IGf4Q0>. Acesso em: 17 mai. 2021.

BRASIL. Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010. 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/D7246.htm>. Acesso em: 15 mar. 2022.

BNDES. Fundo Clima. 2022. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>. Acesso em: 10 abr. 2022.

CCEE. Contas Setoriais. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais>. Acesso em: 07 mai. 2022.

CORDEIRO, Luana; NOLASCO, Adriana Maria. Diagnóstico da geração de resíduos madeireiros na serraria da empresa Agrocortex – Manoel Urbano - AC. 2017. Disponível em:<https://even3.blob.core.windows.net/processos/76d3006b367f46f8a2db.pdf>. Acesso em: 17 mai. 2022.

COSTA, Dáfix Dantas *et al.* Gerenciamento de resíduos sólidos do pólo industrial madeireiro de Cruzeiro do Sul, Acre. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.37885/200801143>. Acesso em: 19 dez. 2021.

EPE. Estudos para Expansão da Transmissão: Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional. 2019. Disponível em: <https://bityli.com/IfDgiP>. Acesso em: 12 mai. 2022.

FOLHA DE S. PAULO. Custo de subsídios dispara e pode elevar em até 4,6% a conta de luz. 2022. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2022/04/custo-de-subsidios-dispara-e-pode-elevar-em-ate-46-a-conta-de-luz.shtml>. Acesso em: 03 mai. 2022.

IMAFLORA. Exploração madeireira no Acre está concentrada em apenas 10 imóveis rurais. 2021. Disponível em: <https://www.imaflora.org/noticia/exploracao-madeireira-no-acre-esta-concentrada-em-apenas-10-imoveis-rurais>. Acesso em: 23 dez. 2021.

LENTINI, Marco *et al.* Amazonas, o gigante florestal brasileiro: desafios e oportunidades para o uso e a conservação das florestas naturais de produção. 2021. Disponível em: <https://www.imaflora.org/public/media/biblioteca/timberflow_5_final.pdf>. Acesso em: 23 dez. 2021.

LIMA JÚNIOR, Claudemiro De *et al.* Viabilidade econômica do uso energético de lenha da Caatinga sob manejo sustentável. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.26848/rbgf.v8i1.233582>. Acesso em: 23 fev. 2022.

MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 07 mai. 2022.

ONS. Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos (Critérios). 2021. Disponível em: <https://bityli.com/DvUpuo>. Acesso em: 12 mai. 2022.

PREILIPPER, Udimara Erica Mattei *et al.* Aproveitamento do resíduo madeireiro na produção de energia termoelétrica no município de Marcelândia-MT. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.5380/dma.v36i0.39802>. Acesso em: 10 fev. 2022.

RIBEIRO, Gabriel Browne de Deus. Análise técnica e econômica da produção de energia termelétrica a partir da biomassa florestal. 2018. Disponível em: <https://locus.ufv.br//handle/123456789/19709>. Acesso em: 10 fev. 2022.

SAMPAIO, André Lawson Pedral; PEREIRA, Guilherme Armando de Almeida. Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira. 2018. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10438/20398>. Acesso em: 15 mar. 2022.

SERATTO, Celso Daniel. Viabilidade econômica de um projeto de produção de energia elétrica via biomassa florestal: estudo de caso a partir da Usina Santa Terezinha de Paranacity. 2010. Disponível em: <http://repositorio.uem.br:8080/jspui/handle/1/3456>. Acesso em: 11 fev. 2022.

CIÊNCIA DE DADOS APLICADA A QUESTIONÁRIOS COLETADOS DE COMUNIDADE NÃO ELETRIFICADAS DO BAIXO RIO NEGRO NO AMAZONAS

Alessandro Trindade[1]; Luís Henrique Simões[1]; Samuel Gunnar Corrêa[1]

[1]*Universidade Federal do Amazonas*

RESUMO

O Estado do Amazonas, composto por 62 municípios, é suprido em parte pelo sistema da capital, Manaus, conectado ao Sistema Interligado Nacional e por sistemas elétricos isolados. Há uma conta de 58 municípios e mais as comunidades remotas que existem há séculos por toda a bacia Amazônica e que continuam isoladas. São cerca de 33 mil famílias em localidades remotas e que a extensão da rede elétrica não se faz viável. À partir de questionários aplicados em 14 comunidades não eletrificadas no Rio Negro, contendo dados sobre moradia, nível de escolaridade, estrutura familiar, atividades produtivas, saúde, necessidades e aspirações, uso de energéticos diversos, demanda elétrica, e renda familiar, busca-se neste trabalho usar a ciência de dados para identificar correlação entre variáveis pesquisadas e realizar a previsão das respostas, objetivando obter dados confiáveis de comunidades não pesquisadas à partir das visitadas de similar porte. Nossa metodologia possibilitaria a realização de estudos para eletrificação de comunidades isoladas. Neste artigo, foi utilizada a ferramenta Weka que possui a vantagem de ser de código aberto e sem custo. A técnica e os resultados são animadores e vislumbram novas possibilidades para a área de planejamento energético da região, bem como a expansão do uso de ferramentas e técnicas de mineração de dados e de aprendizagem de máquina no setor elétrico.

Palavras-chave: Comunidades Ribeirinhas; Questionários; Ciência de Dados; Aprendizagem de Máquina.

ABSTRACT

The State of Amazonas, made up of 62 municipalities, is partially supplied by the system in the capital, Manaus, connected to the National Interconnected System and by isolated electrical systems. There are an account of 58 municipalities plus the remote communities that have existed for centuries throughout the Amazon basin and that remain isolated. There are about 33,000 families in remote locations and the extension of the electrical network is not feasible. Based on questionnaires applied in 14 non-electrified communities in Rio Negro, containing data on housing, education level, family structure, productive activities, health, needs and aspirations, use of different energy sources, electrical demand, and family income, the aim is to in this work, we use data science to identify correlations between researched variables and predict the responses, aiming to obtain reliable data from non-researched communities based on visits of similar size. Our methodology would make it possible to carry out studies for the electrification of isolated communities. In this article, the Weka tool was used, which has the advantage of being open source and free of cost. The technique and results are encouraging and envision new possibilities for the area of energy planning in the region, as well as the expansion of the use of data mining and machine learning tools and techniques in the electricity sector.

Keywords: Riverside communities; Survey; Data Science; Machine Learning.

1. INTRODUÇÃO

O Estado do Amazonas é uma área peculiar do Brasil, representando 18% de toda a área geográfica do país, circundado e inundado pela bacia do rio Amazonas, com poucas estradas e com amplo uso dos rios como meio de transporte para sua área rural. O Estado tem uma área equivalente à de cinco países da Europa juntos (Portugal, Espanha, França e Alemanha), mas a população é de apenas 1,8% desses países. Três políticas do Estado do Amazonas são de particular importância: (1) Em 2007, o Estado do Amazonas implementou o Programa Bolsa Floresta, que remunera famílias de 16 unidades de conservação para proteger a floresta. O foco do programa é introduzir

esforços econômicos alternativos e garantir visitas regulares às comunidades para evitar o desmatamento (FAS, 2008). No entanto, não há previsão dentro do programa para fornecer eletrificação adicional ou atividades educacionais regulares; (2) A adoção de áreas florestais protegidas com pouca fiscalização para verificar se a floresta foi mantida em pé. Esta política não está ligada nem com a necessidade de eletrificação nem com a educação. De acordo com a Secretaria de Meio Ambiente do Estado do Amazonas (SEMA, 2012) 57,3% das florestas protegidas estão divididas entre áreas indígenas, unidades de conservação estaduais, unidades de conservação municipais e unidades de conservação federais. Em parte, devido a essa política, o Estado do Amazonas tem 97% da cobertura florestal original intacta; (3) O programa Luz para Todos (MME, 2003) visa fornecer eletricidade para todas as partes do estado, mas teve alcance limitado no estado do Amazonas devido às dificuldades em estender a rede para regiões remotas da Floresta Amazônica. Será necessário um investimento financeiro considerável para fornecer eletricidade a essas regiões remotas e garantir que essa infraestrutura seja mantida.

Nos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas (ONU, 2020), temos o objetivo 7 que exige acesso universal a energia acessível, confiável e sustentável. Este também está relacionado ao Acordo de Paris de 2015 para reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). (SCHUNDER; BAGCHI-SEN, 2019) mostraram que em países em desenvolvimento, o consumo doméstico de energia contribui substancialmente para as emissões de GEE. Portanto, aliar a eletrificação com o desenvolvimento sustentável é uma meta e um desafio considerando a importância da Amazônia no contexto mundial. Neste artigo, propomos o uso de mineração de dados e aprendizagem de máquina para prever informações de comunidades sem dados detalhados coletados e que possam servir para a atividade de planejamento da eletrificação futura delas.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta sessão apresentaremos as problemáticas da não eletrificação das comunidades ribeirinhas na Amazônia, então falaremos do planejamento e problemas encontrados nos questionários que precisaram ser corrigidos para que o uso do software de aprendizagem de máquina e mineração de dados pudesse gerar as previsões.Também falaremos sobre o projeto Star Energy de onde foram coletados os dados através de questionários e por fim falaremos sobre os softwares de código aberto utilizado, o Weka.

2.1 A não eletrização das comunidades ribeirinhas na Amazônia

Existem muitos fatores que dificultam a não eletrização das comunidades ribeirinhas. Os principais problemas logísticos são a distância e falta de estrutura. Deve ser considerada a imensa malha dos rios que estão sujeitos aos ciclos hidrológicos de cheias e vazantes. Os rios da Amazônia constituem o principal meio de transporte da região, então os ciclos hidrológicos devem ser considerados no planejamento da implantação de um projeto nas comunidades, pois dependendo da sazonalidade dos rios, se forem intermitentes ou temporários, haverá mais dificuldade no acesso a essas comunidades.

No Brasil, a utilização de energia solar é viável em praticamente todo o território (PORTAL SOLAR, 2020). Em lugares remotos ou de difícil acesso, a instalação de painéis fotovoltaicos é uma excelente alternativa pois não é necessário grande investimento em linhas de transmissão, e as centrais precisam de manutenção mínima. A energia solar é limpa, não polui o ambiente durante seu uso e o aproveitamento dela pode se tornar a longo prazo uma das soluções para os problemas energéticos que enfrentamos atualmente. As comunidades isoladas que recebem os painéis fotovoltaicos também recebem viabilidade econômica e social. Tais comunidades não recebem apenas mais uma obra de engenharia. Estamos tratando de uma obra de engenharia com função social.

2.2 Planejamento do projeto

Foram utilizadas as informações conseguidas por meio dos questionários aplicados nas 14 comunidades do Baixo Rio Negro e não houve necessidade de aplicar novos questionários. Após a escolha do banco de dados, foi necessário filtrar as informações mais essenciais e lidar com as lacunas que estavam com elementos ausentes, pois no banco de dados existem 179 instâncias e nem todas estavam preenchidas, além de padronizar a formatação do conteúdo dos dados. Foi necessário, ainda, criar novas categorias para atribuir os principais dados ou criar novas classificações devido aos elementos que estavam com um número elevado de dispersão já que nem todas as pessoas que aplicaram os questionários padronizaram um nível de classificação e dessa forma prejudicaria a etapa da aplicação dos algoritmos de aprendizagem de máquina.

2.3 Projeto star energy

O projeto Star Energy (Sistema de energia sustentável, renovável, replicável e autônoma para comunidades ribeirinhas na Amazônia), foi desenvolvido por pesquisadores brasileiros da Universidade Federal do Amazonas (UFAM) com britânicos da Coventry University, além dos parceiros Fundação Amazônia Sustentável (FAS), Schneider Electric e Scene (FAS, 2018).

O projeto foi aprovado dentro da chamada pública “Institutional Links” do Conselho Britânico de 2016 (BRITISH COUNCIL, 2020) e seu principal financiador foi o Fundo Newton. O orçamento do projeto foi de £ 60 mil, sendo que £ 18 mil foram destinados para equipamentos que incluíam sistema de eletrificação e sistema de monitoramento.

O objetivo do projeto foi implementar e monitorar uma solução-piloto de baixo carbono como forma de superar a escassez de energia em comunidades tradicionais indígenas em condições remotas, reduzindo o impacto ambiental e melhorando os indicadores econômicos e de saúde, o fortalecimento da

pesquisa no parceiro brasileiro por meio de treinamentos e workshops, e avaliar o impacto da eletrificação nas comunidades.

2.4 Ciência de dados, mineração de dados e aprendizagem de máquina

2.4.1 - Ciência de dados

Ciência de dados é dedicada para extrair informações úteis de grandes, complexas e dinâmicas bases de dados (BUGNION et al., 2017). Utiliza os conhecimentos das áreas da computação, matemática e estática para que padrões sejam detectados e através das informações extraídas seja possível realizar análises (CETAX, 2022a).

2.4.2 - Mineração de dados

(GOLDSCHMIDT et al., 2015) afirma que a mineração de dados é o estágio de que ocasiona um modelo de informação que é visualizado, analisado e entendido no pós-processamento, então, o resultado obtido é analisado e novos modos para investigar esses dados são definidos por especialistas.

(CETAX, 2022b) afirma que para realizar essas buscas são utilizadas técnicas como a classificação as informações serão divididas por categorias e serão utilizados algoritmos de aprendizagem de máquina para prever a classe selecionada e dessa forma prever as possíveis relações indicadas através dos dados, a clusterização que divide os elementos dentro das categorias para criar subcategorias com a finalidade de encontrar relações.

2.4.3 - Aprendizagem de máquina

A aprendizagem de máquina é uma subdivisão da área de inteligência artificial (IA) que consiste em um modo que os computadores consigam aprender através das observações de dados coletados, identificando padrões e conseguindo fazer escolhas através das análises das suas correlações. As técnicas de aprendizagem de máquina extraem automaticamente a partir dos dados, gerando modelos que tendem a se ajustar aos dados (HUANG et al., 2004). Segundo (PURE STORAGE, 2022) é possível, de modo supervisionado

que o sistema já tenha resultados pré-definidos e use os valores da variável escolhida para aprender quais são os resultados que devem ser de saída, não supervisionado que consiste em treinar o sistema através de informações que não estejam classificadas para que sejam descobertas correlações ocultas, já o semi-supervisionado onde existem poucos exemplos dentro de uma pequena parte dos dados e uma grande quantidade sem exemplos. Por fim, a de reforço onde a máquina encontra um problema e possui tentativas e erros, para cada erro enfrenta penalidade e para cada acerto recebe uma recompensa, o objetivo é conseguir a melhor recompensa.

2.5 Weka

O Weka é um software de código aberto emitido sob Licença Pública Geral (GNU). O software é uma coleção de algoritmos de aprendizagem de máquina para tarefas de mineração de dados que contém ferramentas para preparação de dados, associação, classificação, regressão, agrupamento, mineração de regras de associação e visualização. Há ainda o recurso de pré-processamento, utilizado para carregar e transformar os dados por meio de filtros e, assim, podermos ‘preparar’ ou corrigir erros de coleta da base de dados utilizada para aplicar, em seguida, os fundamentos da mineração de dados e aprendizagem de máquina.

3. METODOLOGIA

Para realizar este projeto de pesquisa foi escolhida base de dados coletadas informações através de formulários socioeconômicos das seguintes comunidades ribeirinhas no ano de 2017: Aruaú, Baixote, Chita, Marajá, Monte Sinai, Nova Canaã, Nova Esperança, Pagodão, Santa Isabel, Santo Antônio, São Tomé, Terra Preta, Tiririca e Três Unidos. Foi utilizado o software de licença aberta Weka que é software utilizado para aprendizagem de máquina e mineração de dados. Os parâmetros para os testes foram: Demanda de energia, Educação, Energético e Renda. Foram utilizados os seguintes algoritmos: Decision Tree, Naive Bayes, One Rule e KNN. Foram adicionados mais dois

algoritmos que são o Bootstrap aggregating e Random Subspace, pois em dois parâmetros específicos eles apresentaram melhores resultados.

Para realizarmos os testes a validação cruzada realiza a divisão do banco de dados em k subclasses iguais (k-fold Cross-validation) onde a fragmentação do banco de dados será destinada para treinamento (estimativa de critérios), validação (ajuste de critérios) e para realização de testes.

Foi adotado para realizar os teste de validação cruzada sendo k= 5 e para aplicar a técnica de K vizinhos (KNN) próximos sendo K= 10.

3.1 Algoritmos e suas funções

Decision Tree (DT): Classe para construir e usar uma árvore de decisão. Geralmente, usado em conjunto com um algoritmo de reforço. Faz regressão (com base no erro quadrático médio) ou classificação (com base na entropia). Missing é tratado como um valor separado.

Naive Bayes (NB): Classe para um classificador Naive Bayes usando classes de estimadores. Os valores de precisão do estimador numérico são escolhidos com base na análise dos dados de treinamento.

One Rule (OR): Classe para construir e usar um classificador 1R; em outras palavras, usa o atributo de erro mínimo para previsão, discretizando atributos numéricos.

KNN: 'K-vizinhos próximos', esse classificador utiliza um conjunto, as quantidades de vizinhos próximos e a distância para a finalidade de identificar uma classe que é predominante e terminar a classe do objeto que deseja.

Bootstrap aggregating (BA): Classe para encapsular um classificador para reduzir a variação. Pode fazer classificação e regressão dependendo da base de aprendizagem.

Random Subspace (RS): O método constrói um classificador baseado em árvore de decisão que mantém a mais alta precisão nos dados de treinamento e melhora a precisão da generalização à medida que cresce em complexidade. O classificador consiste em múltiplas árvores construídas em subespaços escolhidos aleatoriamente.

4. RESULTADOS

Pelo sistema de associação foram encontradas regras de 100% de confiabilidade para as variáveis de demanda, energético, nível educacional e a renda. O banco de dados, após a limpeza, ficou composto por 10 atributos e 179 instâncias.

```
=== Run information ===

Scheme:       weka.associations.Apriori -N 2000 -T 0 -C 0.8 -D 0.05 -U 1.0 -M 0.0 -S -1.0 -c -1
Relation:     NOVO
Instances:    179
Attributes:   10
              Educação
              Renda
              Casa é feita de:
              Trabalho principal
              Vende a produção?
              Tempo na localidade
              Necessidade
              Demanda total
              Cria animal?
              Energético
```

Figura 1 – Atributos para associação

Por fim, foram realizados testes com todos os algoritmos disponíveis no software Weka e os melhores resultados foram filtrados.

Tabela 1 – Resultado dos testes no Weka

Demanda		Educação		Energético		Renda	
Algoritmo	Acurácia	Algoritmo	Acurácia	Algoritmo	Acurácia	Algoritmo	Acurácia
RS	45.81%	BA	50.84%	OR	50.83%	NB	73.18%
KNN	43.57%	OR	48.60%	RS	48.04%	OR	72.06%
NB	41.34%	NB	44.69%	DT	46.92%	DT	70.94%
OR	40.78%	KNN	44.13%	BA	46.92%	RS	70.94%
BA	36.87%	RS	41.89%	KNN	45.25%	KNN	69.83%
DT	35.75%	DT	39.10%	NB	43.57%	BA	69.27%

A variável categórica mais relevante é a variável Renda que nos deu um retorno promissor de 73.18% de taxa de acerto na previsão. A variável Energético nos fornece uma taxa de acerto na previsão de 50.83%. Essa variável tem um valor distante da melhor variável que obtivemos nos testes, mas não deve ser ignorada, pois este valor é relevante para uma comunidade ribeirinha que tem poucos meios para obter energia. A variável Educação não fica longe da variável Energético, logo, também tem relevância na interpretação dos dados. Por fim, na variável Demanda temos a menor taxa de acerto, por se tratar de uma comunidade ribeirinha, a demanda de energia é menor se comparada com outras regiões que possuem acesso à energia elétrica.

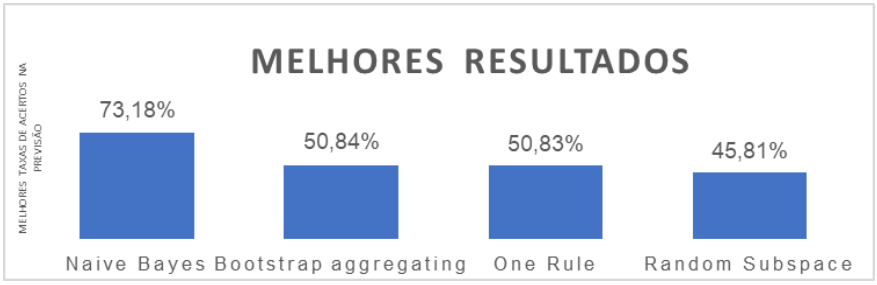


Figura 2 – Gráfico dos melhores algoritmos

5. CONCLUSÃO

A problemática da eletrificação rural de comunidades isoladas e, principalmente, as ribeirinhas amazônicas, ainda vai levar um tempo para que seja resolvida. Os desafios são muito grandes e os recursos limitados. Um bom projeto de eletrificação demanda informações detalhadas das milhares de famílias que precisam ter acesso à energia elétrica. E apenas o desafio de coletar e manter as bases de dados atualizadas, considerando a dinâmica dos rios e dos moradores, passa a ser o primeiro desafio. Aqui, apresentamos um método para poder deduzir informações necessárias para a eletrificação das comunidades, mesmo partindo-se de dados preliminares incompletos ou ainda não atualizados. Vários aspectos foram investigados à partir de dados de comunidades do baixo Rio Negro no Amazonas. Em vista dos aspectos

apresentados, através dos resultados obtidos como a variável de renda é possível ter uma boa estimativa através da aprendizagem de máquina para as outras comunidades que não estão eletrificadas e não se tenha aplicado nenhum questionário, apesar de não estarem com uma porcentagem tão alta é interessante que o nível de escolaridade e o enérgico foram possíveis chegar nesta quantidade de acurácia mesmo devido à falta de informações, apesar de a demanda de energia ter sido a variável com acurácia menor que 50% ainda possibilita um vislumbre para no futuro as técnicas de aprendizagem de máquina e mineração de dados sejam aplicadas dentro do setor elétrico. Como trabalhos futuros, buscamos comparar o método com dados 100% coletados das comunidades nas quais buscamos a previsão das informações. Dessa forma teremos a validação real da metodologia desenvolvida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BUGNION, Pascal; MANIVANNAN, Arun; NICOLAS, Patrick R. (2017). Scala: Guide for Data Science Professionals. Birmingham: Packt Publishing, 2017.

CETAX. Ciência de dados: o que é, conceito e definição. Disponível em: <https://www.cetax.com.br/blog/data-science-ou-ciencia-de-dados/>. Acesso em: 8 abr. 2022a.

CETAX. Data mining: o que é, conceito e definição. Disponível em: <https://www.cetax.com.br/blog/data-mining/>. Acesso em: 8 abr. 2022b.

FAS. Fundação Amazônia Sustentável. Programa Bolsa Floresta. 2008. Disponível em: <https://fas-amazonas.org/programas/pbf/>. Acesso em: 13 de julho 2020.

FAS. PROJETO DE PESQUISA LEVA SISTEMA SOLAR PILOTO À COMUNIDADE NOVA ESPERANÇA, NO RIO NEGRO. Disponível em: <https://fas-amazonia.org/projeto-de-pesquisa-leva-sistema-solar-piloto-a-comunidade-nova-esperanca-no-rio-negro/>. Acesso em 12 de abr. 2022.

GOLDSCHMIDT, R.; PASSOS, E.; BEZERRA, E. Data mining: conceitos, técnicas, algoritmos, orientações e aplicações. Rio de Janeiro: Elsevier, 2017.

HUANG, Z.; CHEN, H.; HSU, C. J.; CHEN, W. H.; WU, S. (2004). Credit rating analysis with support vector machines and neural networks: A market comparative study. Decision Support Systems, 37(4), 543–558.

MME. Ministério de Minas e Energia. 2003. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/programa-luz-para-todos>. Acesso em: 13 de julho 2020.

ONU. United Nations, Sustainable Development Goals. 2020. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals>. Acesso em: 15 junho 2020.

PORTAL SOLAR. As Vantagens e Desvantagens da Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/vantagens-e-desvantagens-da -energia-solar.html>. Acesso em: 10 de abr. 2022.

PURE STORAGE. O que é aprendizado de máquina (Machine Learning)?. Disponível em: <https://www.purestorage.com/br/knowledge/what-is-deep-learning.html>. Acesso em: 15 abr.2022.

SEMA. Secretaria de Estado do Meio Ambiente. Unidade De Conservação. 2012. Disponível em: <http://meioambiente.am.gov.br/unidade-de-conservacao/>. Acesso em: 13 de julho 2020.

SCHUNDER, T.; BAGCHI-SEN, S. Understanding the household cooking fuel transition. Geogr. Compass 2019, 13, e12469.

WEKA. Weka 3: Data Mining Software in Java, Disponível em: <www.cs.waikato.ac.nz/ml/weka/>. Acesso em: 2 mar. 2022.

COALIZÕES DE DEFESA DO SETOR ENERGÉTICO DE ETANOL DE CANA DE AÇÚCAR NO CONTEXTO BRASILEIRO

Isabela Shinzato[1]; Cristiane Leite[1]; Dominique Mouette[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

A presente pesquisa busca analisar como a temática de políticas energéticas do etanol de cana-de-açúcar, no contexto das mudanças climáticas, emerge e se desenvolve na agenda política brasileira. Esta análise tem como objetivo identificar um quadro de disputa de coalizões de defesa (ACF) a partir de Sabatier e Smith (1993; 1998) no subsistema do etanol no que tange às mudanças climáticas no contexto brasileiro. Especificamente procurou-se analisar como as narrativas e ideias de cada coalizão foram articuladas e de que forma afetam a agenda política. A metodologia utilizada baseou-se em estudos científicos publicados por especialistas nas áreas de energia e de políticas públicas, por entrevistas semi-estruturadas com especialistas. Desta forma, este trabalho visa pesquisar mais a fundo o referido tema extremamente pertinente no debate público e ainda pouco explorado com o viés do arcabouço teórico das políticas públicas**.**

Palavras-chave: etanol; mudanças climáticas; agenda; políticas públicas; narrativas.

ABSTRACT

The present research seeks to analyze how the energy policy theme of sugarcane ethanol, in the context of climate change, emerges and develops in the Brazilian political agenda. This analysis aims to identify an advocacy coalition framework (ACF) based on Sabatier and Smith (1993; 1998) in the ethanol subsystem regarding climate change in the Brazilian context. Specifically, we sought to analyze how the narratives and ideas of each coalition were articulated and how they affect the political agenda. The methodology used was based on

scientific studies published by specialists in the areas of energy and public policy, through semi-structured interviews with experts. Thus, this work aims at further researching this extremely pertinent theme in the public debate and still little explored through the theoretical framework of public policies.
Keywords: ethanol; climate change; agenda; public policies; narratives

1. INTRODUÇÃO

Os anos 1990 representam um marco na agenda internacional sobre mudanças climáticas. Uma série de acordos foram assinados, destacando-se a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (1992), o Protocolo de Quioto (1997) e o Acordo de Paris (2015) (SOUZA; CORAZZA, 2017). Tratou-se de mudança paradigmática importante no arcabouço normativo internacional, ao ratificar que as bases das diretrizes da política climática internacional deveriam ser a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), problema configurado no bojo da hegemonia da matriz energética dos combustíveis fósseis há quase dois séculos.

Desde aquele período, há movimentos na arena internacional no sentido de induzir processos políticos endógenos nos planos nacionais dos países. No Brasil, as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) surgiram na segunda década dos anos 2000, com a ratificação pelo Congresso Nacional, em 2016, de projeto de lei para definir as estratégias de implementação dos compromissos ambientais a partir de 2020. Segundo Costa (2016), no final da primeira década dos anos 2000, o Brasil reconheceu ser maior emissor de gases de efeito estufa na América Latina e Caribe e anunciou metas voluntárias de redução de emissões “conforme a Segunda Comunicação Nacional do Brasil à UNFCCC e da Política Nacional sobre Mudança do Clima”.

Ademais, em 2015, o Brasil sob governo da presidenta Dilma Rousseff apresentou sua Contribuição Nacionalmente Determinada Pretendida (iNDC) por meio de ampla discussão com a sociedade civil e especialistas. A partir da ratificação do Acordo de Paris, a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil deixou de ser “pretendida” e entrou em vigor no plano

internacional em novembro de 2016. A NDC brasileira apresentava a meta de redução de emissões de gases de efeito estufa em 37% até 2025, em relação aos níveis de 2005, e também uma meta indicativa de redução de 43% até 2030, em relação aos níveis de 2005. Para atingir essas metas, o país se comprometeu a aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética para aproximadamente 18% até 2030 (BRASIL, 2016).

Após cinco anos do Acordo de Paris, em 2020, vários países apresentaram metas nacionais atualizadas, inclusive o Brasil. No entanto, sob a gestão do presidente Jair Bolsonaro e do ministro do meio ambiente, Ricardo Salles, o país manteve as mesmas metas da NDC firmadas em 2015, retrocedendo às expectativas de comprometimento a metas mais ambiciosas (ROMEIRO; GENIN; FELIN, 2021).

Da perspectiva analítica do campo das Políticas Públicas, pode-se entender esse processo pelas lentes das teorias de difusão, transferência e circulação de políticas públicas. O pressuposto desta subárea de estudos é que a produção de políticas públicas também ocorre em espaços "desterritorializados", ou seja, em encontros internacionais, fóruns, reuniões de cúpula. Nesses espaços ocorrem frequentemente interações relevantes entre *policy makers* e diversos atores. Encontros como o Rio+20, reuniões da Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP) e do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) são exemplos de espaços onde agendas políticas são formadas, acordos de cooperação iniciados, recursos para projetos de políticas públicas são negociados e concedidos e modelos de políticas são divulgados e eleitos para serem seguidos por governos específicos. Os espaços transnacionais de interação entre policy makers têm se constituído como o locus de produção, circulação e legitimação de ideias, modelos e instrumentos para a ação pública (OLIVEIRA; FARIA, 2017; OLIVEIRA et al., 2020).

Com o aumento do reconhecimento das consequências da elevada emissão de gases de efeito estufa que os combustíveis fósseis são responsáveis, o uso de combustíveis advindos de fontes renováveis tem se

tornado cada vez mais visado e debatido pela sociedade. Há um padrão mundial de predominância de energias não renováveis nas matrizes energéticas, incluindo a do Brasil. No entanto, apesar da predominância das não renováveis, a matriz energética brasileira é composta por 48,4% de renováveis em comparação aos 13,8% da matriz energética mundial (EPE, 2021). Desta forma, as fontes renováveis compõem uma parcela bem mais significativa da matriz brasileira quando comparada à mundial.

Ainda, dentro das fontes renováveis, o Brasil desempenha papel protagonista na produção de biocombustíveis ou agrocombustíveis: é o segundo maior produtor mundial de etanol, ficando atrás apenas dos Estados Unidos (RFA, 2021). A produção de cana-de-açúcar utilizada como matéria prima do açúcar e do álcool como combustível foi um dos principais eixos da economia no decorrer da história do Brasil, consequentemente, tornando o setor sucroalcooleiro um grande detentor de poder econômico e político na sociedade brasileira.

Desta forma, este trabalho analisa de forma exploratória o subsistema do etanol no Brasil, identificando duas coalizões de defesa (SABATIER 1993; 1998) antagônicas que tem travado disputas em torno de crenças e interesses nesta matriz energética. Objetivou-se organizar um mapa dos atores que formam as respectivas coalizões e analisar dimensões cognitivas (CAMPBELL 1998) que caracterizam a atuação das coalizões nos últimos anos, quais sejam: as propostas de ideias programa, os paradigmas de políticas públicas que estruturam o eixo de organização das coalizões, os sentimentos públicos criados em torno da atuação das coalizões e as estruturas normativas que configuram as narrativas dos atores que transitam em diversas arenas institucionais do sistema político brasileiro.

2. METODOLOGIA

Trata-se de pesquisa exploratória em processo, de caráter qualitativo, baseada em coleta de dados primários e secundários. A primeira etapa metodológica contempla estudos bibliográficos publicados em periódicos

qualificados e teses defendidas nos principais centros de pesquisa brasileiros sobre mudanças climáticas e o setor energético, encontrados principalmente em bancos de dados do Google Acadêmico, Scielo, Scopus e Teses USP.

Na segunda etapa, foi realizado rastreamento dos principais atores por meio de seus sites institucionais e da literatura levantada na primeira etapa. Em seguida, foram realizadas entrevistas semi-estruturadas com atores influentes no meio acadêmico dos setores supracitados. A partir destas entrevistas, analisadas por meio do software Nvivo, classificamos as coalizões de defesa (ACF) e seus respectivos sistemas de crenças a partir de Sabatier e Smith (1993; 1998).

Por fim, foi realizada uma análise de conteúdo de normativas, com foco nas narrativas e histórias causais, a partir das lentes analíticas das políticas públicas, e estabelecidos os quadros analíticos de ideias e imagens a fim de compreender como a temática de políticas energéticas do etanol relacionadas às mudanças climáticas se inserem na agenda política brasileira.

3. COALIZÕES E SISTEMA DE CRENÇAS DO SUBSISTEMA DO ETANOL

Segundo Sabatier (1988, p. 139), as coalizões de defesa são formadas por “indivíduos de diferentes origens sociais, como representantes eleitos, agentes públicos, líderes de grupo de interesse, pesquisadores, entre outros, que compartilham determinado sistema de crenças (valores, ideias, pressupostos causais e percepções de problemas) e que demonstram um grau não trivial das ações coordenadas ao longo do tempo”. O que une uma coalizão é o sistema de crenças por ela compartilhado. É formado por: núcleo duro (deep core), são os axiomas normativos fundamentais; o núcleo político (policy core) são as propostas sobre a política pública, relacionadas aos desenhos e instrumentos para atingir os valores do deep core, as quais são consensuais entre os agentes de determinada coalizão.

A partir da revisão de literatura e das entrevistas realizadas, delimitou-se duas coalizões de defesa no setor do etanol: uma a favor, a Coalizão Pró-

Etanol (CPE), e uma contra, a Coalizão Contra o Etanol (CCE). Na primeira, encontram-se principalmente associações e empresas do setor sucroenergético (usineiros), instituições e ativistas sociais e ambientalistas - por conta principalmente da emissão de gases de efeito estufa -, pesquisadores e instituições de pesquisa associadas a universidades, órgãos governamentais e reguladores. A União da Indústria de Cana-de-açúcar (UNICA) é apontada como um dos *stakeholders* mais influentes desta coalizão e do subsistema do etanol como um todo. Um outro ator institucional influente da CPE é a Raízen, o Centro de Tecnologia Canavieira (CTC). Já na coalizão contrária, encontram-se agricultores familiares e campesinato, indústria alimentícia, instituições e ativistas sociais e ambientalistas, pesquisadores e instituições de pesquisa associadas a universidades, como por exemplo: Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terra (MST) e o Núcleo de Estudos, Pesquisas e Projetos de Reforma Agrária (NERA).

O *deep core* da CPE consiste na ideia do desenvolvimento sustentável, na redução da emissão de gases de efeito estufa, na segurança energética, na história causal “etanol promove geração de empregos e crescimento econômico”. Já o *policy core* (SABATIER; SMITH, 1993; 1998) está relacionado ao aumento de incentivos fiscais, à aplicação do Renovabio, à internacionalização a partir de fusões e aquisições de empresas produtoras de etanol.

A CCE, por sua vez, é mais heterogênea e difusa com relação ao seu sistema de crenças. Os principais *stakeholders* mapeados desta coalizão são organizações da sociedade civil ou movimentos de ativismo político, social e ambiental. O *deep core* está relacionado à proteção do meio ambiente, garantia dos direitos humanos e trabalhistas, defesa da saúde pública, fomento à agricultura familiar. A história causal defendida é que “o processo produtivo do etanol produz externalidades sociais negativas”. O *policy core* consiste na defesa do Zoneamento Agroecológico da Cana, na inclusão do campesinato e da reforma agrária em planos e políticas de produção de etanol, “legislação e programas de abandono do uso do fogo e do corte manual da cana, com

capacitação, recolocação de trabalhadores e reforma agrária" (RODRIGUES; ORTIZ, 2006), a fiscalização e garantia dos direitos trabalhistas e a proibição da queima da cana de açúcar.

3.1 Ideias e análise de elementos cognitivos

As principais narrativas e discursos da CPE estão relacionados principalmente à questão da segurança energética e das mudanças climáticas, apresentando o etanol como uma "solução verde" ou "alternativa sustentável" para o enfrentamento destas questões. Já as narrativas da CCE estão relacionadas principalmente à crítica à monocultura, ao uso da terra, às condições trabalhistas, à competição com a produção de alimentos do setor sucroenergético.

Entre as duas coalizões, a disputa de narrativa se expressa no termo utilizado para se referir ao combustível: "biocombustível" ou "combustível verde" pela CPE e o termo "agrocombustível" pela CCE. Os termos "biocombustível" ou "bioenergia" utilizados pela CPE remontam à vida, βί.oς (bios) em grego, algo visto como positivo. De acordo com Holt-Giménez (2007), o termo remonta a uma "imagem vital de renovação e abundância - uma garantia limpa, verde, sustentável em tecnologia e no poder do progresso". Ainda segundo o autor, esta imagem esconde os interesses financeiros por trás daqueles que se beneficiam com a transição energética de combustíveis fósseis para biocombustíveis. Já alguns críticos ao etanol optam pelo uso do termo "agrocombustíveis", o qual enfatiza a sua "origem agrícola vinculada a produção de matéria prima", desassociando-o da imagem de "verde" e " sustentável" que "bio" remete. Essa diferença semântica não é trivial e produz marcação de diferença narrativa que expressa a diferença de paradigmas e interesses que estruturam ambas as coalizões.

A seguir, foram elaborados quadros comparativos (Quadro 5 e Quadro 6) em relação às ideias produzidas pelos membros das coalizões do subsistema do etanol e seus efeitos nas políticas públicas, a partir de Campbell (1998):

Quadro 1 – Quadro Coalizão Pró-Etanol (CPE)

	Foreground	**Background**
nível cognitivo	**Ideias programa:** Incentivos fiscais; Renovabio; internacionalização a partir de fusões e aquisições de empresas produtoras de etanol.	**Paradigmas:** Desenvolvimento sustentável; capitalismo agrário; segurança energética; produtivismo.
nível normativo	**Estruturas normativas (frames):** "Apelo" a redução de gases do efeito estufa e a segurança energética; Apresentação do etanol como "solução energética sustentável" e como fonte de geração de empregos; Utilização de termos como "etanol verde" e "biocombustível"	**Sentimento público:** Consumidores preocupados com o desenvolvimento sustentável favoráveis (BENITES-LÁZARO, L.L.; L. MELLO-THÉRY, N.; A. LAHSEN, M, 2017)

Fonte: elaborada pelas autoras, baseado em Campbell (1998).

Benites-Lazaro, Mello-Théry e Lahsen (2017) mostram que a narrativa dominante da indústria da cana-de-açúcar atende aos desejos do consumidor de combustíveis que não agridem o meio ambiente, exaltando a importância do etanol como fonte de energia renovável, em convergência com sentimento público pró-preservação do meio ambiente, sobretudo a partir da Rio 92. Também apontam que a indústria da cana-de-açúcar utiliza estrategicamente esta narrativa a fim de produzir resultados e de concretizar seus planos e projetos por meio de uma "criação de valor". Além disso, constatam que apesar das críticas ao etanol de cana-de-açúcar, principalmente de Organizações não governamentais (ONGs) e vários especialistas próximos a elas, no Brasil o etanol

é amplamente considerado “a coisa certa a se fazer” devido a sua baixa emissão de gases de efeito estufa.

Quadro 2 – Coalizão Contra o Etanol (CCE)

	Foreground	**Background**
nível cognitivo	**Ideias programa:** Delimitação e defesa do zoneamento agroecológico; “legislação e programas de abandono do uso do fogo e do corte manual da cana, com capacitação, recolocação de trabalhadores e reforma agrária” (RODRIGUES; ORTIZ, 2006); fiscalização da aplicação das leis ambientais e trabalhistas.	**Paradigmas:** Questão agrária; soberania alimentar e energética; justiça ambiental e energética.
nível normativo	**Estruturas normativas (frames):** Defesa da proteção ambiental e saúde pública; crítica à monocultura, à competição com a produção de alimentos e à violação de direitos trabalhistas e direitos humanos; utilização do termo “agrocombustíveis”.	**Sentimento público:** viés negativo em função de **exigências internacionais** de *accountability* de empresas produtoras de etanol sobre condições dignas de trabalho e de produção sustentável a partir do selo de boas práticas socioambientais

Fonte: elaborada pelas autoras, baseado em Campbell (1998).

Benites-Lazaro, Mello-Théry e Lahsen (2017) ainda apontam que as virtudes econômicas e ambientais do etanol têm sido contestadas por críticos do agrocombustível em relação à mudanças no uso da terra e desmatamento (LAPOLA et al., 2010), fome em países em desenvolvimento, insegurança alimentar e hídrica (GERBENS-LEENES, HOEKSTRA, VAN DER MEER, 2009; NAYLOR et al, 2007) perdas de biodiversidade (FRANCO et al, 2016), além das precárias condições de trabalho oferecidas pela indústria e até mesmo seu

alegado potencial de redução de emissões de GEE (GASPARATOS, STROMBERG, 2012; SENGERS, RAVEN, VENROOIJ, 2010).

Sobre o sentimento público em relação às ideias desta coalizão, há grande influência internacional por meio da pressão por transparência e demonstração das boas práticas sociais e ambientais a partir de selo internacional de sustentabilidade. No entanto, pesquisadores da coalizão acreditam que estes selos não são o suficiente para garantir boas práticas das empresas, como Mendonça, Pitta e Xavier (2011) evidenciam:

> Porém, a certificação, feita de forma voluntária, não garante o cumprimento de leis e normas ambientais, sociais e trabalhistas. Entre os casos descritos adiante neste relatório, é possível constatar que a expansão do monocultivo de cana gera destruição ambiental, substituição de cultivo de alimentos e violação de direitos trabalhistas. No entanto, as empresas utilizam os chamados “selos sociais e ambientais” para garantir acesso ao mercado internacional. Nesse contexto, diversas multinacionais, principalmente petroleiras, buscam diversificar seus produtos para melhorar sua imagem junto à opinião pública (MENDONÇA; PITTA; XAVIER, 2011, p. 16)

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No contexto recente em que a agenda da mudança climática se difundiu internacionalmente, diversas ONG’s e pesquisadores ambientalistas são favoráveis ao uso do etanol devido à sua baixa emissão de carbono. No entanto, outros atores ambientalistas também são contrários ao incentivo do uso de etanol devido às questões de uso da terra, segurança alimentar e direitos trabalhistas dos agricultores e trabalhadores de usinas sucroalcooleiras. Esta pesquisa constatou que há divergência dentro da comunidade política e epistêmica dos ambientalistas, ao encampar elementos de *deep core* contrastantes: por um lado, a defesa da dimensão ambiental; por outro a resistência pela percepção dos impactos sociais deletérios no processo produtivo do etanol. Desta forma, há disputa de narrativas dentro do campo

ambientalista que se dá entre a contribuição para combate das mudanças climáticas do etanol e seus efeitos negativos socioambientais.

A CCE é mais heterogênea em sua composição e menos articulada em torno do eixo do sistema de crenças, uma vez que inclui grupos que defendem ideias com focos diferentes. Ademais, esta pesquisa não encontrou articulação destas diversas ideias que promova *advocacy* por estas causas em ambientes institucionais, tal como consta Benites Lira e Thomaz (2021) na conclusão de seu estudo sobre a participação de stakeholders na formulação da política brasileira de biocombustíveis (RenovaBio): “a não participação de representantes de outros setores, de entidades ligadas a ONGs ambientais opositoras aos biocombustíveis ou mesmo em defesa do fim dos combustíveis fósseis foi notável nas consultas públicas e audiências analisadas (...)”. Devido a esta heterogeneidade, o mapeamento dos atores desta coalizão foi uma dificuldade encontrada na presente pesquisa, que pode ser aprofundada em futuros trabalhos.

A CPE, apesar de ser mais alinhada em relação ao sistema de crenças comum e possuir uma influência política maior, também incorre em dissonâncias e tensões, uma vez que engloba algumas das empresas que adotam a narrativa de sustentabilidade, mas ainda realizam práticas não sustentáveis ou até mesmo surgiram a partir de fusões de empresas petrolíferas, como é o caso da Raízen que surgiu a partir de uma fusão entre a Shell e a Cosan S.A.

Um fator relevante observado foi a ausência de debate por parte da grande mídia e até mesmo da sociedade civil acerca destas disputas políticas no Brasil. Outro ponto que não foi abordado neste trabalho, mas que merece melhor investigação é o envolvimento do setor petrolífero, que apesar de ser um concorrente energético do etanol, empresas petroleiras passaram a participar da produção de etanol, tornando mais complexa a análise de apoios e antagonismos políticos que incidem no subsistema do etanol. Portanto, futuras pesquisas sobre o tema mostram-se de extrema importância para compreender melhor a agenda política deste setor energético no contexto brasileiro nas últimas décadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENITES-LÁZARO, L.L.; L. MELLO-THÉRY, N.; A. LAHSEN, M. Business storytelling about energy and climate change: The case of Brazil's ethanol industry. Energy Res. Soc. Sci., vol. 31, pp. 77–85, 2017.

BENITES-LÁZARO, L.L.; THOMAZ, L. F. A Participação de stakeholders na formulação da política brasileira de biocombustíveis (RenovaBio). Revista Ambiente & Sociedade, Vol. 24, 2021.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Entenda melhor a iNDC do Brasil. REDD+Brasil,2016. Disponível em: http://redd.mma.gov.br/pt/noticias-principais/414-entenda-melhor-a-indc-do-brasil

CAMPBELL, J. L. Institutional analysis and the role of ideas in political economy. Theory and Society, 27(3), 377-409, 1998.

COSTA, Carlos Germano Ferreira. Implicações geopolíticas e governança ambiental na regulamentação da INDC brasileira. Boletim Goiano de Geografia, Vol. 36, Nº. 1, p. 125-140, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional – BEN 2021. Brasília, 2021.

FRANCO, A.L; BARTZ, M.L, CHERUBIN, M.R, BARETTA, D.; CERRI, C.E; FEIGL, B.J; WALL, D.H; DAVIES, C.A, CERRI, C.C.Loss of soil (macro)fauna due to the expansion of Brazilian sugarcane acreage. Science of The Total Environment, Volumes 563–564, 2016.

GASPARATOS, A.; STROMBERG, P. (Eds.), Socioeconomic and environmental impacts of biofuels: Evidence from developing nations. Cambridge University Press, Cambridge, 2012.

GERBENS-LEENES, W; HOEKSTRA, A.Y, VAN DER MEER, T.H. The water footprint of bioenergy. Proceedings of the National Academy of Sciences, USA, 2009.

HOLT-GIMÉNEZ, E. Biocombustíveis: Os cinco mitos da transição dos agrocombustíveis. Revista NERA. Presidente Prudente. Ano 10, nº. 10, pp. 151-164. Jan.-jun,2007.

LAPOLA, DM; SCHALDACH, R; ALCAMO, J; BONDEAU, A; KOCH, J; KOELKING, C; PRIESS, J.A. Indirect land-use changes can overcome carbon savings from biofuels in Brazil. Proceedings of the National Academy of Sciences, Vol. 107, No. 8. U S A. 2010.

MENDONÇA, M. L.; PITTA, F. T.; XAVIER, C.V. Monopólio na Produção de Etanol no Brasil: A fusão Cosan-Shell. São Paulo, Rede Social de Justiça e Direitos Humanos, Editora Outras Expressões, 2011.

NAYLOR, R. L.; LISKA, A.J.; BURKE, M.B.; FALCON, W.P.; GASKELL, J.C.; ROZELLE, S.D; CASSMAN, K.G;. The ripple effect: biofuels, food security, and the environment. Environment: Science and Policy for Sustainable Development, v. 49, n. 9, p. 30-43, 2007.

OLIVEIRA, O.P.D; FARIA, C. A.P. D. Policy transfer, diffusion, and circulation: research traditions and the state of the discipline in Brazil. Novos estudos CEBRAP, v. 36, p. 13-32, 2017.

OLIVEIRA, O.P.D; GONNET, C. O.; MONTERO, S.; LEITE, C. K. S. Introduction. Latin American Public Policies: from Import to Export. In: _____. et al. (Ed.) Latin America and Policy Diffusion: from import to export. 1ed. New York and London: Routledge, v. 1,p. 1-24, 2020.

RENEWABLE FUELS ASSOCIATION. 2021 Ethanol Industry Outlook. United States of America, 2021.

RODRIGUES, D.; ORTIZ, L. Em direção à sustentabilidade da produção de etanol de cana de açúcar no Brasil. Instituto Vitae Civilis. Núcleo Amigos da Terra. Outubro de 2006.

ROMEIRO, V.; GENIN, C.; FELIN, B. Nova NDC do Brasil: entenda por que a meta climática foi considerada pouco ambiciosa. WRI Brasil, 01 de abr. de 2021.

Disponível em: https://wribrasil.org.br/pt/blog/clima/nova-ndc-do-brasil-entenda-por-que-meta-climatica-foi-considerada-pouco-ambiciosa

SABATIER, P. A.; JENKINS SMITH, H. Policy change and learning: An advocacy coalition approach. Boulder, CO: Westview Press, 1993.

_____. An Advocacy Coalition Model of Policy Change and the Role of Policy-Oriented Learning Therein. Policy Sciences, v. 21, pp.129-168, 1988.

SENGERS, F.H.; RAVEN, R.P.J.M.; VENROOIJ, A.j. From riches to rags: Biofuels, media discourses, and resistance to sustainable energy technologies. Energy Policy, Volume 38, Issue 9, 2010.

SOUZA, M. C.; CORAZZA, R. Do Protocolo Kyoto ao Acordo de Paris: uma análise das mudanças no regime climático global a partir do estudo da evolução de perfis de emissões de gases de efeito estufa. Desenvolv. Meio Ambiente, v. 42, p. 52-80, dezembro 2017.

COMPARATIVO DOS POTENCIAIS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E DE BIOMASSA NO NORTE DE MINAS GERAIS

Lucas Dias Fonseca[1]; Júlia Oliveira Fernandes[1]; João Vitor Gomes de Araújo[1]; Hudson Dani Soares[2]; Fidel Edson Souza[1]; Jáder Fernando Dias Breda[1]; Cleiton Rocha Sudré[1]

[1]Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri; [2]Q5 Engenharia e Consultoria

RESUMO

Com os recursos naturais limitados, a energia renovável já não é mais uma opção e sim uma saída para reconstruir a matriz energética mundial. Dentre as energias renováveis disponíveis, destacam-se a biomassa e a energia solar, ambas abundantes no meio ambiente e oriundas de fontes naturais. Cabe a este trabalho apresentar uma análise e um comparativo dos potenciais energéticos destas duas fontes de energia renovável promissoras na região Norte do estado de Minas Gerais. Para alcançar tal objetivo proposto, optou-se pela pesquisa bibliográfica utilizando, principalmente, dois estudos feitos pela concessionária de energia do estado de Minas Gerais, Cemig, no ano de 2017: Atlas Biomassa e Atlas Solarimétrico de Minas Gerais. Dos resultados alcançados neste trabalho, pode-se destacar, a constatação já esperada de que a região Norte do estado de Minas Gerais é muito promissora para a energia solar fotovoltaica, mas que também apresenta um potencial bastante considerável para energia advinda da biomassa, que muitas vezes é desprezada.

Palavras-chave: Energia renovável; Norte de Minas Gerais; potencial energético; biomassa; energia solar fotovoltaica.

ABSTRACT

With limited natural resources, renewable energy is no longer an option but a way out to rebuild the world's energy matrix. Among the available renewable energies, biomass and solar energy stand out, both abundant in the environment and coming from natural sources. It is up to this work to present an analysis and a comparison of the energy potentials of these two promising renewable energy

sources in the northern region of Minas Gerais. To achieve this proposed objective, we opted for a bibliographic research using, mainly, two studies carried out by the energy concessionaire of the state of Minas Gerais, Cemig, in 2017: Atlas Biomass and Atlas Solarimetro of Minas Gerais. From the results achieved in this work, it can be highlighted the already expected finding that the northern region of Minas Gerais is very promising for photovoltaic solar energy, but that it also has a very considerable potential for energy from biomass, which many is sometimes despised.

Keywords: Renewable energy; North of Minas Gerais; energy potential; biomass; photovoltaic solar energy.

1. INTRODUÇÃO

Mundialmente, as fontes energéticas mais utilizadas para produção de energia elétrica são em sua maioria provenientes de combustíveis fósseis e não renováveis, assim, ocasionando uma grande preocupação com o meio ambiente, já que essas fontes são limitadas. O Brasil, diferentemente do restante do mundo, possui uma matriz elétrica consideravelmente limpa, onde sua grande maioria são provenientes de fontes renováveis. Contudo, ainda é preciso ampliar o domínio das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira (NASCIMENTO e ALVES, 2017).

A energia solar é o maior recurso energético do mundo, uma das suas formas de conversão para energia elétrica, chamada de energia solar fotovoltaica, se dá através de painéis fotovoltaicos, onde a radiação solar é convertida em energia elétrica. Já a energia da biomassa é obtida através da decomposição de matéria orgânica, que pode ser de origem animal ou vegetal. A utilização de biomassa como fonte de energia contribui para a diminuição do efeito estufa, contribuindo assim para com o meio ambiente (MOREIRA, 2017).

Devido à sua grande extensão territorial e a sua sazonalidade, a região Norte do estado de Minas Gerais é beneficiada com altas irradiações solares e abundantes fontes de biomassa, facilitando assim a utilização de ambas as fontes (CEMIG, 2017a).

Neste sentido, o presente trabalho tem por objetivo realizar um comparativo do potencial energético destas duas fontes de energia renováveis (biomassa e solar fotovoltaica) na região Norte do estado de Minas Gerais, por meio de um levantamento bibliográfico.

2. FONTES RENOVÁVEIS

Energia renovável pode ser entendida como energia oriunda de fontes naturais inesgotáveis e que pode se renovar. De acordo com Nascimento e Alves (2017), no Brasil foram identificados seis tipos de energias alternativas renováveis: eólica, geotérmica, hidráulica, marítima, biomassa e solar.

2.1 Matriz Energética Brasileira

A matriz energética brasileira, diferentemente da matriz energética mundial, é uma matriz energética considerada limpa, pois uma grande parte é advinda de fontes renováveis. Segundo o BEN (2021), as fontes renováveis obtiveram uma participação de 48,4% da matriz energética brasileira em 2020 (Figura 1).

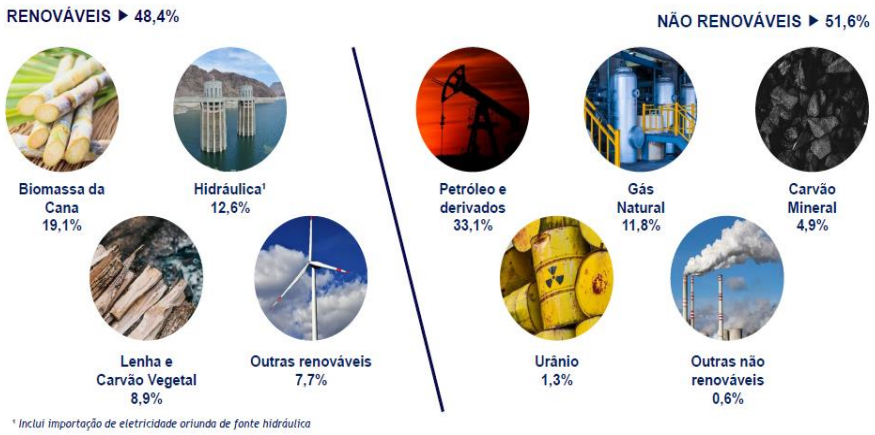


Figura 1 – Matriz Energética Brasileira 2020

2.2 Matriz Elétrica Brasileira

A matriz elétrica brasileira é mais renovável que a energética, pois grande parte da energia elétrica no Brasil vem das hidrelétricas, o que correspondeu a 65,2% de toda a matriz elétrica brasileira em 2020, como mostrado na Figura 2 (BEN, 2021). Estudos feitos pela EPE (2020), apontam ainda que, a matriz elétrica brasileira em 2050 continuará predominantemente hidráulica tanto em termos de capacidade instalada quanto de geração.

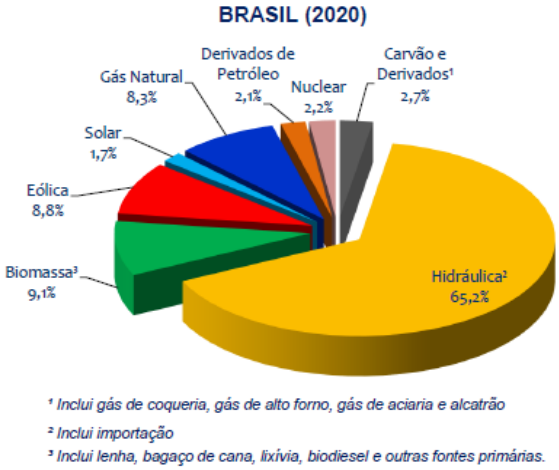


Figura 2 - Matriz elétrica brasileira 2020

De acordo com o BEN (2021), as fontes renováveis tiveram uma participação de 84,8% na matriz elétrica brasileira em 2020. Ainda, segundo o Plano Nacional de Energia (PNE 2050), o Brasil poderá alcançar uma matriz elétrica praticamente 100% renovável até 2050 (MME: EPE, 2020).

2.3 Matriz Elétrica do Estado de Minas Gerais

A matriz elétrica de Minas Gerais é quase em sua totalidade renovável, como demonstrado na Figura 3. Os percentuais por tipo de geração mostram a dependência do estado de recursos hídricos. Minas Gerais tem a fonte hídrica com pouco mais de 81% da potência outorgada (potência registrada na ANEEL em que a usina foi autorizada a operar).

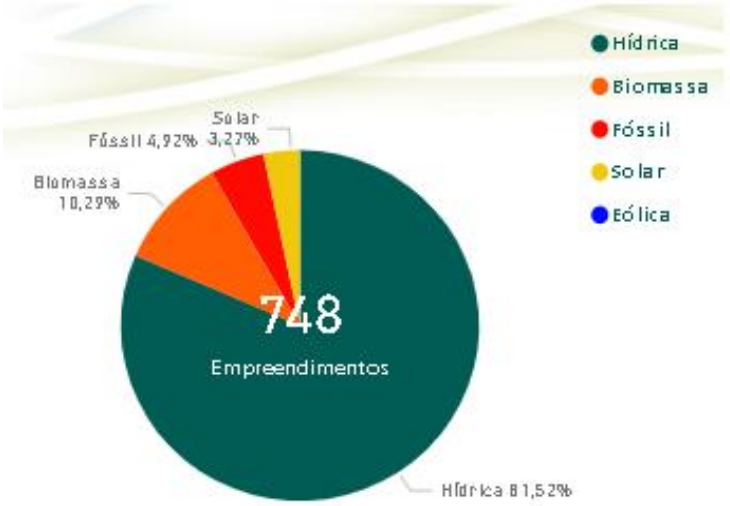


Figura 3 - Matriz elétrica de Minas Gerais

3 POTENCIAL ENERGÉTICO FOTOVOLTAICO NO NORTE DE MINAS GERAIS

Os dados que serão apresentados foram obtidos a partir de um estudo feito pela Cemig em 2017 e registrado no Atlas Solarimétrico de Minas Gerais, vol. II (CEMIG, 2017b).

O Atlas Solarimétrico de Minas Gerais, vol. II, apresenta mapas de irradiação atualizados, com maior volume e também a estimativa de geração fotovoltaica para o estado de Minas Gerais. O atlas exibe dados coletados de satélite em todo território de Minas Gerais, considerando todas as estações do ano e todos os fatores meteorológicos. Com isso, pode-se obter mapas de irradiação solar média diária de janeiro a dezembro, e também um mapa da irradiação solar média diária anual, como mostrado na Figura 4.

A Figura 4 mostra a distribuição da irradiação solar global diária média anual em Minas Gerais. A irradiação varia entre 4,5 e 6,5 kWh/m²/dia, sendo seus maiores valores na região Norte de Minas Gerais, foco do presente trabalho.

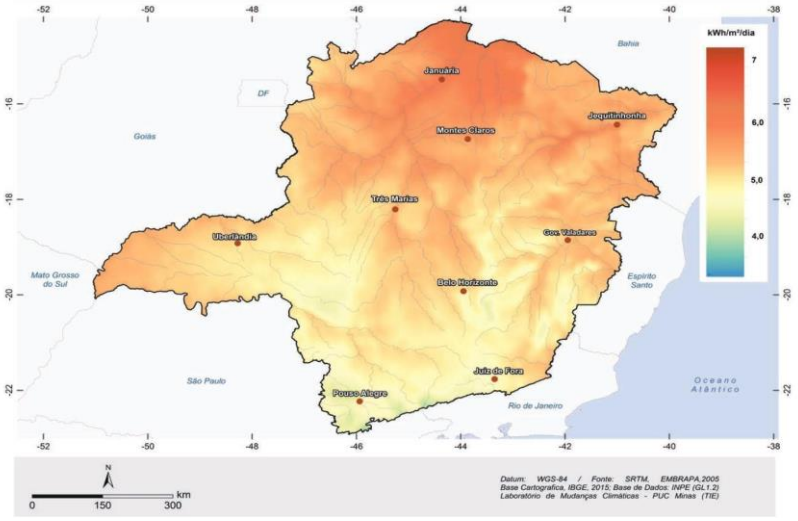


Figura 4 - Radiação solar média diária anual em Minas Gerais

A Tabela 1 apresenta o potencial energético em kW/ano das cidades do Norte de Minas Gerais. O cálculo do potencial energético em kW/ano das cidades da mesorregião Norte de Minas ilustrado na presente tabela, foi realizado a partir dos dados obtidos provenientes de simulações computacionais feitas na ferramenta MATLAB R2013. (Para maiores detalhes e sistema hipotético, consultar o Atlas (CEMIG, 2017b)), dado pela equação:

$$\frac{kW}{ano} = \frac{EE}{8760} 500$$

Onde, EE é a energia específica dada em kWh/kWp, 500 é a potência de pico utilizada no sistema fotovoltaico conectado à rede hipotético e 8760 é o número de horas anuais.

Entre as cidades da Tabela 1, Jaíba e Janaúba se destacam com os maiores valores em kW/ano.

Tabela 3 - Potencial energético em kW/ano das cidades da mesorregião Norte de Minas.

Cidade	Potencial Energético (kW/ano)
Jaíba	88,93
Januária	86,36
Janaúba	87,04
Montes Claros	82,71
Pirapora	84,19
Salinas	80,82
Total	510,05

4. POTENCIAL ENERGÉTICO DE BIOMASSA NO NORTE DE MINAS GERAIS

O Atlas de Biomassa de Minas Gerais (CEMIG, 2017a), faz um mapeamento de oportunidades de produção de energia elétrica utilizando resíduos de biomassa. Assim, o potencial energético médio da região Norte do estado de Minas Gerais para cada fonte de biomassa foi levantado a partir da análise dos dados e mapas presentes no Atlas. Como exemplo, a estimativa do potencial energético do café foi feita a partir da sua casca, e foi levado em conta os valores das produções municipais de Minas Gerais no período de 2010 a 2015. O poder calorífico útil da casca foi considerado 3.399,8 kcal/kg, cogitando que a geração de energia elétrica ocorra em 95% das horas anuais (8322 horas).

A partir da análise da Figura 5, nota-se que há predominância de até 200 kW/ano do potencial energético da biomassa de café na região Norte do estado de Minas Gerais. Considerando os valores predominantes de cada fonte de biomassa, o potencial energético médio da região Norte do estado de Minas Gerais está ilustrado na Tabela 2.

5. ANÁLISE E COMPARATIVO DOS POTENCIAIS ENERGÉTICOS FOTOVOLTAICO E DE BIOMASSA NO NORTE DE MINAS GERAIS

Esta seção fará uma análise do potencial energético da energia solar fotovoltaica e também do potencial energético da biomassa, assim como uma comparação entre os dois potenciais para a região do Norte de Minas Gerais.

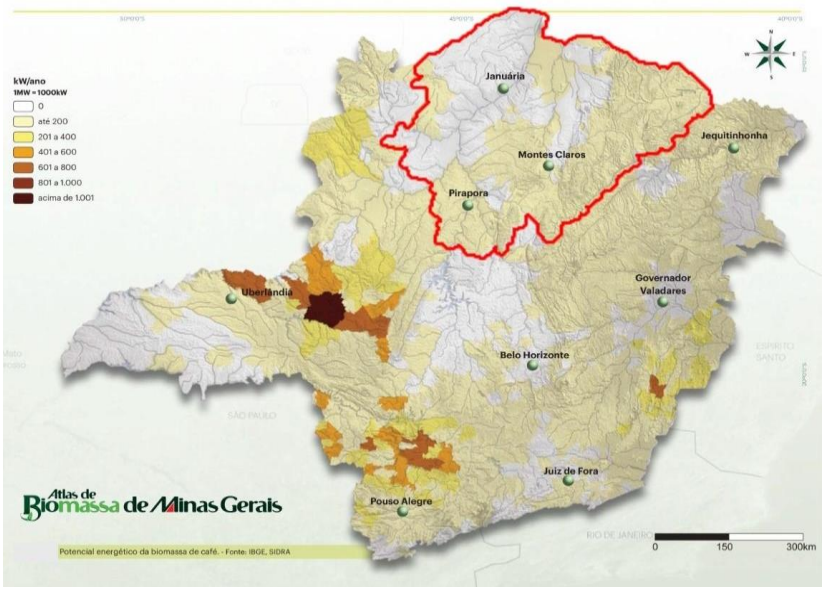


Figura 5 – Potencial Energético da biomassa de café

Tabela 2 - Potencial energético predominante das fontes de biomassa no norte de Minas Gerais.

Fonte de biomassa	Potencial Energético (kW/ano)
Café	200
Bagaço da cana	0
Vinhaça	0
Milho	2000
Soja	0
Vegetais Lenhosos	0
Resíduos Sólidos Urbanos	150
Efluentes domésticos	25
Efluentes bovinos	100
Efluentes suínos	1500
Efluentes de aves	100
TOTAL	4075

5.1 Análise do Potencial Energético da Fotovoltaica no Norte de Minas Gerais

Devido à sua localização geográfica favorável às grandes irradiações solares, as cidades de Jaíba e Janaúba possuem os melhores potenciais na

região Norte do estado de Minas Gerais, com 88,93 e 87,04 kW/ano, respectivamente, como pode ser observado na Tabela 1.

Estes fatores que favorecem as cidades de Jaíba e Janaúba com os melhores potenciais, também são os mesmos que tornam a cidade de Salinas como sendo o mais baixo potencial, com 80,82 kW/ano (Tabela 1).

Contudo, cabe ressaltar que, mesmo a cidade de Salinas possuindo o mais baixo potencial, a sua diferença entre as cidades com maior potencial é pequena (8,11 kW/ano), podendo assim considerar um valor praticamente constante de potencial de energia solar fotovoltaica para a região Norte do estado de Minas Gerais.

Portanto, levando em consideração todas estas sub-regiões citadas, a região Norte de Minas Gerais possui um potencial total acumulado de 510,05 kW/ano de potencial anual oriundo da energia solar fotovoltaica. Lembrando que, este valor foi também apresentado na Tabela 1, considerando os valores de EE e Rendimento global do sistema.

5.2 Análise do Potencial Energético da Biomassa no Norte de Minas Gerais

Como pôde ser observado na Seção 4, são várias as fontes de biomassa presentes na região do Norte de Minas Gerais. Além disso, o potencial de cada uma destas varia mesmo dentro da região considerada no presente trabalho. Contudo, de modo a padronizar esta análise, foi considerado o valor máximo predominante do potencial energético de cada fonte da biomassa na região.

Neste sentido, as fontes: bagaço da cana-de-açúcar, vinhaça e soja possuem um potencial predominante igual a 0 kW/ano como pode ser observado na Tabela 2. Esse fato se deve a sazonalidade da região Norte do estado de Minas Gerais. O mesmo fato ocorre para os vegetais lenhosos, que também possuem predominância igual a 0 kW/ano. Entretanto, para este caso em específico, vale ressaltar que esta fonte apresenta altos potenciais em algumas cidades da sub-região de Montes Claros, onde o potencial encontra-se até acima de 1001 kW/ano.

As fontes de Resíduos Sólidos Urbanos, efluentes líquidos domésticos, suínos e de aves apresentam potenciais relativamente baixos de acordo com a Tabela 2 em comparação com os potenciais maiores, mas que já podem ser considerados, e aprimorados com as formas corretas de coleta e tratamento.

O café também é uma fonte de biomassa que apresenta baixo potencial na região em análise. Contudo, esse fato se dá devido, principalmente, à sazonalidade da região do Norte de Minas Gerais.

Uma fonte que se destaca em relação às demais são os efluentes líquidos bovinos que apresentam um grande potencial. Porém, cabe ressaltar a sua grande variabilidade. Este fato ocorre devido a diversos fatores, como a coleta e tratamento destes líquidos. Infelizmente, isso faz com que essa fonte possa ser considerada como instável.

Por fim, a fonte de biomassa a partir do milho é a que apresenta o maior potencial. Além disso, a variabilidade é baixa, algo bem vantajoso se comparado com os efluentes líquidos suínos. Esse destaque em seu potencial, se dá devido à facilidade de cultivo desta fonte, que precisa de bastante incidência de luz solar, algo abundante na região Norte do Estado de Minas Gerais.

Em resumo, levando em consideração todas as fontes de biomassa citadas, a região Norte de Minas Gerais possui um potencial total acumulado de 4.075 kW/ano de potencial anual oriundo da biomassa (Tabela 2). Lembrando que, foram considerados os valores máximos predominantes de cada fonte de biomassa na região para este estudo.

5.3 Comparação entre Biomassa e Fotovoltaica

Ao levar em consideração o acumulado dos dois potenciais energéticos obtidos neste trabalho, conclui-se que o potencial da biomassa (4.075 kW/ano) é aproximadamente oito vezes maior que o da fotovoltaica (510,05 kW/ano) para o Norte de Minas Gerais.

Esta informação, que num primeiro parece muito impactante para região do Norte de Minas Gerais, pode ser explicada, uma vez que foram considerados os valores predominantes máximos para cada fonte de biomassa. Além disso,

foi visto também que, existe um grande desafio em garantir esse valor máximo, principalmente dos efluentes líquidos, devido sua grande variabilidade.

Contudo, por menor que seja considerado o valor destes efluentes líquidos, ou até mesmo de outras fontes de biomassa, o potencial de biomassa seria de 3.075 kW/ano, o que ainda chega a ser aproximadamente seis vezes maior que a fotovoltaica (510,05 kW/ano).

Independente de valores exatos, o que fica de maior contribuição deste levantamento e análise é que, assim como a energia solar fotovoltaica, na região Norte do estado de Minas Gerais, também existe um grande potencial para exploração da energia advinda da biomassa. Desta forma, deve haver uma maior atenção e um maior investimento neste tipo de fonte de energia que, comumente, é esquecida e, até mesmo, sofre certo preconceito por muitos investidores.

Ainda, apesar deste apontamento, vale comentar que, neste trabalho, não foi levado em consideração a viabilidade financeira de implantação de nenhum dos dois tipos de fontes de energia. Ou seja, foi considerado apenas os referidos potenciais energéticos de cada uma das fontes.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em vista dos argumentos apresentados ao longo do trabalho, pode-se concluir que a região Norte do estado de Minas Gerais possui um grande potencial energético para ambas as fontes consideradas, sendo que a biomassa possui um maior potencial em relação à fotovoltaica (em torno de oito vezes maior).

Vale ainda fazer a ressalva que algumas fontes de biomassa apresentam grande variabilidade dentro da própria região em estudo, o que dificultou a análise. Entretanto, para superar esse desafio, foram considerados valores máximos predominantes na região.

O presente trabalho fez apenas um comparativo do potencial energético das duas fontes de energia. Assim, fica a expectativa de que em trabalhos posteriores, possa ser realizada uma análise da viabilidade financeira da implantação de cada uma das fontes analisadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9> Acesso em: 07 jul. 2021.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Atlas de Biomassa de Minas Gerais. Belo Horizonte: CEMIG, 2017a. 104 p.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais vol. i. Belo Horizonte: CEMIG, 2012. 80 p.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais vol. ii. Belo Horizonte: CEMIG, 2017b. 130 p.

EMPRESADE PESQUISA ENERGÉTICA. BEN 2021: Relatório Síntese. Brasília: EPE, 2021. 77 p.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> Acesso em: 29 jun. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Nacional de Energia 2030. Brasília: MME: EPE, 2007. 250 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: MME: EPE, 2020. 243 p.

MOREIRA, J. R. S. Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

NASCIMENTO, R. S.; ALVES, G. M. Fontes Alternativas e Renováveis De Energia No Brasil: Métodos E Benefícios Ambientais. Revista Univap, Maringá, v. 22, n. 40, p. 274, 2017.

COMPORTAMENTO DAS PROPRIEDADES ENERGÉTICAS DE BRIQUETES DE MADEIRA A PARTIR DA AÇÃO COMBINADA DA PRESSÃO E SATURAÇÃO DE SUA MICROESTRUTURA COM SÓLIDOS CARBONÁCEOS

Luana Góes Soares[1]; Marcelo Mendes Vieira[2]; Róbson Silva[3];
Sérgio Renato da Silva Soares[2]; Karolina Fernandes[2]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Sul; [2]Universidade Federal de Rondonópolis;
[3]Universidade Federal da Grande Dourados

RESUMO

É sabido que o aumento de densidade energética da madeira pode também ser obtido a partir da produção de briquetes de resíduos dessa biomassa. Em função da elevada compactação desses resíduos, os briquetes obtidos a partir disso apresentam valores de densidade energética de duas a três vezes o valor obtido para madeira e até sete vezes a do próprio resíduo. O principal objetivo desse trabalho foi investigar em caráter exploratório, o efeito combinado da pressão e adição de sólidos carbonáceos a estrutura da madeira, no comportamento das propriedades energéticas, em especial, a densidade energética deste material. Diferentes resíduos de madeira de origem desconhecida na forma de galhos colhidos no campus da UFR foram usinados com dimensões próximas àquelas compactadas em diferentes pressões. Os resíduos de pó obtidos a partir do torneamento destes galhos com tamanho de partícula ≤ 0,85 mm foram compactados em pressões de até 300 MPa. As amostras usinadas e os briquetes produzidos em diferentes pressões foram caracterizados via análise imediata, determinação do poder calorífico e medidas de densidade a granel e energética. Os resultados mostraram que o efeito combinado da pressão e adição de sólidos carbonáceos à estrutura da madeira influenciou significativamente no comportamento das densidades a granel e energética deste material. Comparando-se os resultados foi possível identificar nas amostras sob o efeito supracitado um aumento percentual na densidade energética de até 49,4%.

Palavras-chave: Biomassa; Briquetes de Medeira; Propriedades Energéticas; Sólidos Carbonáceos.

1. INTRODUÇÃO

É sabido que a madeira usada como fonte de energia apresenta em sua estrutura teores de carbono de aproximadamente 50%. Isto deve-se a sua perda durante o período em que esteve em pé como árvore, após o seu abate como madeira ou nas operações de seu beneficiamento, armazenamento e transporte [2]. Uma alternativa para se minimizar essa perda de carbono na madeira e melhorar as suas propriedades energéticas, é fabricar briquetes desta biomassa e saturar a sua microestrutura com carbono na forma de sólidos carbonáceos. Do ponto de vista da pressão, a compactação desses resíduos é elevada. Os briquetes obtidos a partir disso apresentam valores de densidade energética de duas a três vezes o valor obtido para madeira e até cinco vezes a do próprio resíduo [3,4]. Do ponto de vista adição dos sólidos carbonáceos é muito provável que os vazios ou poros presentes nos briquetes sejam preenchidos com este material. Logo se terá o aumento do teor de carbono e consequentemente da densidade energética nestes materiais. O principal objetivo desse trabalho foi investigar o efeito do comportamento das propriedades energéticas dos briquetes a partir da ação combinada de pressão e saturação de sólidos carbonáceos na microestrutura deste material. Resíduos de pó de origem desconhecida com tamanho de partícula ≤ 0.85 mm foram compactados em pressões de até 300 MPa. A seguir metade das amostras produzidas foram imersas numa solução líquida enriquecida com carbono na forma de sólidos carbonáceos até a sua saturação. A outra metade não foi imersas comparando-se os resultados foi possível identificar nos briquetes saturados um aumento percentual na densidade energética de até 49.4%. Além disso, do ponto de vista energético, a possibilidade de se enriquecer a microestrutura de qualquer tipo de madeira com carbono, abre um caminho onde não somente ela, mas qualquer ouro tipo de biomassa sólida como aquelas apresentadas na literatura [8] também poderá ser enriquecida. A perspectiva que se tem a partir deste fato é:

a) uma significativa agregação de valor aos resíduos sólidos de biomassa; b) uma grande redução do descarte destes materiais como lixo nas regiões onde são gerados e consequentemente contribuição para sustentabilidade destas regiões; c) uma contribuição importante para a redução do desmatamento em várias regiões do país tais como a Centro-Oeste em especial, o estado de Mato Grosso onde a dificuldade é grande para implementação de novos plantios florestais.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Materiais

As biomassas utilizadas foram qualquer madeira independente de sua origem e características específicas, colhidas aleatoriamente no solo do Campus da Universidade Federal de Rondonópolis. Amostras destes materiais foram usinadas e a granulometria do pó produzido a partir da usinagem destes materiais medida via o Agitador Eletromagnético para Peneira apresentado na Figura 1. A granulometria maior ou igual a 0,85 mm foi aquela usada para a produção dos compactos.

Figura 1- Agitador Eletromagnético para Peneira

2.2 Metodologia

Os pós de partida de madeira desconhecida usados para a fabricação dos briquetes, foram sempre de um mesmo lote. Cinco diferentes pressões, ou seja, 100 MPa, 150 MPa, 200 MPa, 250 MPa e 300 MPa foram usadas para a compactação dos pós via o sistema de compactação apresentado na Figura 2 Oitenta foram compactados em cada pressão, perfazendo um total de quatrocentos briquetes manufaturados. A seguir de cada oitenta amostras produzidas, quarenta permaneceram como fabricadas e quarenta foram imersas numa solução líquida enriquecida com 65% de sólidos carbonáceos até a sua saturação. Para realizar a saturação da amostra com a solução de sólidos carbonáceos, foi necessário retirar primeiramente toda a umidade inicial contida no interior dos briquetes (compactos) e das amostras usinadas. Para isso, elas foram colocadas na estufa a 105°C ± 5°C. A cada período de tempo as amostras eram pesadas, até que de acordo com a norma técnica ABNT NBR 14929:2009, a diferença entre a medida atual e a anterior não fosse superior 0,5%. Esse mesmo procedimento foi utilizado na análise de secagem das amostras após elas serem saturadas com a solução líquida (65% de sólidos carbonáceos) produzida nos Laboratórios do Curso de Engenharia Mecânica da UFR.

Figura 2 – Sistema de compactação: a) Matriz onde os pós de madeira foram inseridos em sua cavidade cilíndrica e punções inferior e superior usados para compactá-lo sob diferentes pressões; b) Máquina de Tração / Compressão usada para produzir os briquetes cilíndricos a partir da compactação dos pós que foram inseridos na cavidade da matriz

A Figura 3 mostra a típica aparência dos compactos produzidos. Diferentemente dos briquetes claros, aqueles com coloração escura são os saturados com sólidos carbonáceos. A seguir todos os corpos de prova fabricados foram caracterizados por análise imediata, poder calorífico, densidade aparente e densidade energética. A análise imediata foi feita com base na ABNT NBR 8112/1986, o poder calorífico estimado segundo a equação de PARIKH, CHANNIWALA e GHOSAL (2005) e a densidade aparente medida de acordo com a norma ABNT NBR 6922/1981 em um recipiente com volume equivalente a uma caixa com dimensões internas de (22,90 x 22,90 x 22,90) mm.

Figura 3 – Típicosbriquetes produzidos em diferentes pressões de compactação com ou sem a adição de sólidos carbonáceos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na Tabela 1 são apresentados os resultados para os briquetes e a amostra usinada que não foram saturados com sólidos carbonáceos. Como pode ser visto a massa de pó compactado dos briquetes aumentou à medida que também aumentou a pressão. A massa de qualquer um dos briquetes sempre foi maior do que a medida para amostra usinada. Isto indica que enquanto os poros da última continuam vazios, aqueles presentes nos briquetes estão sendo gradativamente reduzidos e preenchidos com pó. Logo é de se esperar que

todos os briquetes apresentem valores de densidade energética superior aquele obtido para amostra usinada.

Outro aspecto interessante a ser observado nos briquetes, é o efeito da pressão na redução do tamanho do pó e dos poros. Para se adequar ao referido efeito a granulometria do pó de partida (≤ 0,85 mm) tem que ser sempre menor ou igual ao tamanho do poro onde ele está sendo inserido. Isto indica que os pós de partida durante a sua compactação estão sendo reduzidos. O principal responsável pelo aumento dos valores de densidade compactada foi a pressão através de sua ação simultânea na redução do tamanho dos pós e poros onde eles foram inseridos {13,14,15,16}.

Tabela 1- resultados dos briquetes que não foram saturados com sólidos carbonáceos.

AMOSTRAS	DIMENSÕES [mm]		MASSA [g]	DENSIDADE [g/cm³]
	DIÂMETRO	ALTURA		
AB100SC	25,03 ± 0,05	20,30 ± 0,03	10,0238 ± 0,0010	1,0037
AB150SC	25,00 ± 0,04	23,00 ± 0,10	11,3011 ± 0,0030	1,0009
AB200SC	24,90 ± 0,04	23,50 ± 0,08	11,4647 ± 0,0003	1,0019
AB250SC	24,90 ± 0,04	23,00 ± 0,08	11,7835 ± 0,0004	1,0521
AB300SC	24,90 ± 0,03	23,03 ± 0,06	12,0554 ± 0,0012	1,0750
Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXSC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) SC -sem adição de carbonáceos.				

Na Tabela 2 são apresentados os resultados para os briquetes e a amostra usinada que foram saturados com sólidos carbonáceos. Como pode ser visto no presente estudo o aumento da densidade das amostras estando ou não saturadas com carbonáceos, está associado ao preenchimento de seus poros com o pó do resíduo de madeira e/ou sólidos carbonáceos respectivamente. Os poros não preenchidos com o pó de madeira presente nos briquetes compactados em cada pressão, foram preenchidos com sólidos carbonáceos até onde o seu tamanho fosse menor do que o poro. De acordo com os resultados apresentados na Tabela 2, nota-se que em todas as amostras o aumento da massa de carbonáceos depositada nos poros gerou o aumento da densidade

destes materiais. Diferentemente dos briquetes que não foram saturados com carbonáceos e dependiam somente da pressão para o aumento de sua densidade, aqui ela além disso, depende também da soma das densidades do pó de madeira e carbonáceos versus os seus percentuais respectivos distribuídos na microestrutura dos briquetes. Comparando entre si os valores de densidade da amostra usinada com aqueles obtidos para os briquetes, nota-se que o aumento desta propriedade nestes materiais pode chegar até duas vezes ao obtido para a usinada. O compacto produzido sob 300 MPa é um exemplo disto. Para um volume praticamente fixo houve um acréscimo de massa ao mesmo. A pressão usada para a compactação dos briquetes e a quantidade de sólidos carbonáceos distribuídos na microestrutura destes materiais foram os principais responsáveis pelo aumento de suas densidades.

Tabela 2 - resultados dos briquetes que foram saturados com sólidos carbonáceos.

AMOSTRAS	DIMENSÕES [mm]		MASSA [g]	DENSIDADE [g/cm³]
	DIÂMETRO	ALTURA		
AB100SC	25,05 ± 0,03	21,65 ± 0,08	11,5054 ± 0,0015	1.1010
AB150SC	24,95 ± 0,03	24,60 ± 0,05	13,2512 ± 0,0025	1,1018
AB200SC	24,90 ± 0,04	24,70 ± 0,08	13,5004 ± 0,0060	1,1224
AB250SC	24,90 ± 0,05	24,65 ± 0,05	13,5087 ± 0,0050	1,1254
AB300SC	24,95 ± 0,04	24,70 ± 0,05	14,7009 ± 0,0070	1,2173

Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXSC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) SC -sem adição de carbonáceos.

Nas tabelas 3 e 4 são apresentados os resultados da análise imediata dos briquetes sem e com adição de sólidos carbonáceos. Comparando os resultados entre si, observa-se que a presença de sólidos carbonáceos nos briquetes contribuiu tanto para a redução de sua capacidade para absorver umidade como no significativo aumento do teor de carbono fixo nos briquetes compactados em 200 MPa. Adicionalmente foi também observado na microestrutura dos briquetes uma relação entre a presença de sólidos carbonáceos e a redução de umidade nestes materiais. O teor de umidade foi reduzido nos briquetes saturados com

sólidos carbonáceos. A partir destes fatos, especialmente o relacionado ao aumento do teor de carbono fixo, é de se esperar que os valores do poder calorífico e densidade energética sejam também significativamente aumentados nos briquetes compactados em 200 MPa.

Tabela 3 – Resultados da análise imediata dos briquetes que não foram imersos na solução enriquecida com sólidos carbonáceos

RESULTADOS DA ANÁLISE IMEDIATA				
BRIQUETES	**%UMIDADE**	**%VOLÁTEIS**	**%CINZAS**	**%CARBONO FIXO**
AB100SC	7,0113	91,1860	0,6505	8,1635
AB150SC	6,3829	93,1579	0,3949	6,4473
AB200SC	3,3172	89,1822	0,3128	10,5050
AB250SC	1,2397	86,3340	1,9866	11,6794
AB300SC	1,6420	95,6159	1,8654	2,5187
Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXSC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) SC - sem adição de carbonáceos.				

Tabela 4 – Resultados da análise imediata dos briquetes que foram imersos na solução enriquecida com sólidos carbonáceos

RESULTADOS DA ANÁLISE IMEDIATA				
BRIQUETES	**%UMIDADE**	**%VOLÁTEIS**	**%CINZAS**	**%CARBONO FIXO**
AB100CC	1,9745	85,7270	0,3595	13,9135
AB150CC	5,6969	84,8588	0,6044	14,5368
AB200CC	3,1430	92,7311	0,3766	6,8923
AB250CC	1,1097	86,5750	2,4767	10,9482
AB300CC	1,5420	93,6058	1,9469	4,4473
Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXCC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) CC - com adição de carbonáceos.				

Nas tabelas 5 e 6 é possível verificar os valores de densidade a granel dos briquetes sem e com adição de carbonáceos. Observa-se que os valores desta propriedade em todas as amostras saturadas com carbonáceos foram superiores ao apresentado para aquelas não saturadas com este material. Além

disso, todos os briquetes apresentaram densidade a granel superior a medida na amostra usinada. A aplicação de pressão reduziu o tamanho inicial de partícula dos pós e consequentemente aumentou a densidade a granel dos briquetes. Para um mesmo volume quanto menor o tamanho do pó, maior a sua quantidade disponível para depósito no referido volume. Ao considerar este fato sob o efeito da presença de sólidos carbonáceos dissolvido nos briquetes, nota-se que este material contribuiu para que a densidade a granel ficasse maior do que aquela medida somente sob o efeito da pressão. O tamanho do pó compactado foi reduzido. Todos os briquetes foram saturados e dentre os compactados, os manufaturados em pressões menores são aqueles onde se teve a maior quantidade de poros ainda não preenchidos com pó, mas, com carbonáceos. Isto foi mais expressivo nos briquetes compactados sob 100 MPa e 150 MPa.

Tabela 5 – Valores de densidade a granel para os briquetes compactados a partir do pó seco que não foram saturados com sólidos carbonáceos

AMOSTRA	DENSIDADE A GRANEL [kg/m³]
AB100SC	316,6258
AB150SC	347,1562
AB200SC	374,1636
AB250SC	344,8075
AB300SC	289,4323
Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXSC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) SC - sem adição de carbonáceos.	

Tabela 6 – Valores de densidade a granel para os briquetes compactados a partir do pó seco que foram saturados com sólidos carbonáceos

AMOSTRA	DENSIDADE A GRANEL [kg/m³]
AB100CC	442,1912
AB150CC	446,2682
AB200CC	464,4949
AB250CC	416,8608
AB300CC	414,5699
Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXCC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) CC - com adição de carbonáceos.	

Nas tabelas 7 e 8 são apresentados os valores das propriedades energéticas obtidas para as amostras tanto usinadas como compactadas, sem e com adição de sólidos carbonáceos. Comparando os resultados de massa da amostra usinada com aqueles apresentados para os briquetes, nota-se que o aumento de massa influenciou significativamente no aumento da densidade energética destes materiais. Independente se o percentual de massa dos particulados de pó de madeira e/ou carbonáceos adicionados à microestrutura dos briquetes fosse ou não diferente, a soma total deles foi a principal responsável pelo aumento da densidade energética nestes materiais. No presente estudo os maiores valores desta propriedade obtidos foram de 8083,87 MJ/m³ e 8195,51 MJ/m³ para os briquetes compactados em 100 MPa e 150 MPa respectivamente. Esta faixa de pressão está dentro daquela usada em briquetadeiras industriais e isto do ponto de vista comercial, torna-se bastante interessante.

Tabela 7 – Valores do poder calorífico e densidade energética para os briquetes compactados a partir do pó seco que não foram saturados com sólidos carbonáceos

AMOSTRA	PODER CALORÍFICO [Kcal/Kg]		DENSIDADE ENERGÉTICA [MJ/m³]	
	PCI	PCS	PCI	PCS
AB100SC	4083,0546	4086,2892	5409,0768	5413,3618
AB150SC	4011,9620	4015,1966	5827,3806	5832,0789
AB200SC	4206,8976	4210,1322	6585,8999	6590,9636
AB250SC	4196,9050	4200,1396	6054,7684	6059,4349
AB300SC	3768,8058	3772,0404	4563,9660	4567,8831

Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXSC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) SC - sem adição de carbonáceos.

Tabela 8 – Valores do poder calorífico e densidade energética para os briquetes compactados a partir do pó seco que foram saturados com sólidos carbonáceos

AMOSTRA	PODER CALORÍFICO [Kcal/Kg]		DENSIDADE ENERGÉTICA [MJ/m³]	
	PCI	PCS	PCI	PCS
AB100CC	4366,1255	4369,3601	8077,8907	8083,8751
AB150CC	4385,9969	4389,2315	8189,4722	8195,5118
AB200CC	4033,7036	4036,9382	7839,2871	7845,5734
AB250CC	4143,1820	4146,4166	7226,3122	7231,9538
AB300CC	3856,7370	3859,9716	6689,7432	6695,3538

Obs: 1- Amostras nomeadas por ABXXXCC são identificadas por: a) AB - briquete; b) XXX – pressão; c) CC - com adição de carbonáceos.

4. CONCLUSÕES

A quantidade e o tamanho dos poros distribuídos na microestrutura dos briquetes depende da pressão e provavelmente são maiores e menores, respectivamente, do que aqueles apresentados nas amostras usinadas.

A presença de sólidos carbonáceos na estrutura de todas as amostras aumentou a densidade energética destes materiais. No caso das usinadas de 3116,5444 MJ/m³ para 3466,877 e dos briquetes de 5413,3618 MJ/m³ para 8083,8751 MJ/m³. Isto representa um aumento percentual de 11.5% e 49.5% respectivamente.

Enquanto na amostra usinada o aumento das propriedades energéticas se deve somente a adição de sólidos carbonáceos a sua estrutura, nos briquetes as propriedades supracitadas dependeram principalmente do somatório de massa dos particulados, ou seja, da soma dos sólidos carbonáceos com os pós de madeira.

No presente trabalho, a saturação dos resíduos de madeiras de diferentes espécies desconhecidas, misturadas ou não entre si, via carbono na forma de sólidos carbonáceos, foi efetiva. Além disso, do ponto de vista energético, a possibilidade de se enriquecer a microestrutura de qualquer tipo de madeira com carbono, abre um caminho onde não somente ela, mas qualquer ouro tipo de

biomassa sólida também possa ser enriquecida. A perspectiva que se tem a partir deste fato é uma: a) significativa agregação de valor aos resíduos sólidos de biomassa; b) grande redução do descarte destes materiais como lixo nas regiões onde são gerados e consequentemente uma contribuição para sustentabilidade destas regiões; c) contribuição importante para a redução do desmatamento em várias regiões do país tais como a Centro-Oeste em especial, o estado de Mato Grosso onde a dificuldade é grande para implementação de novos plantios florestais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition", 2001.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm>. Acesso em: 01 fev. 2022.

CONSEQUÊNCIAS DA INCORPORAÇÃO DA LEI 14.182/2021 NO CENÁRIO DE REFERÊNCIA DO PDE 2031

Maicon Jhoni Marcarini Lucion[1,2]; Diana Vanessa Lopez Maldonado[1,2];
Rafael Jose de Andrade[2]

[1]ITAIPU Binacional; [2]Universidade Federal da Integração Latino Americana

RESUMO

O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE é elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, com o apoio e monitoramento do Ministério de Minas e Energia - MME e de outras entidades do setor. Seu objetivo principal é indicar as perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo Federal no horizonte decenal. O PDE 2031 apresenta o resultado da rodada livre, em que a expansão indicativa da geração não está atrelada a necessidade de atendimento a requisitos legais e diretrizes das políticas energéticas. Já o cenário de referência considera esse efeito, incorporando as modificações trazidas pela lei 14.182/2021. Essa lei, dispõe sobre a desestatização da Eletrobras e diversas alterações legislativas, que foram agregadas ao cenário de referência. Nesse trabalho será apresentado um comparativo entre o PDE 2030 e o PDE 2031. Será avaliada a expansão indicativa de geração de energia elétrica do cenário de referência, dando destaque às modificações trazidas pela lei. Vai ser ressaltado o desafio do planejador ao lidar com tais incertezas.

Palavras-chave: PDE 2031; PDE 2030; Lei 14.182/2021; Despacho Térmico.

ABSTRACT

The Ten-Year Energy Expansion Plan - PDE is developed annually by the Energy Research Office - EPE, with the support and monitoring of the Ministry of Mines and Energy - MME and other entities in the sector. Its main objective is to indicate the perspectives of future expansion of the energy sector from the perspective of the Federal Government in the horizon of ten years. PDE 2031 presents the result

of the free round, in which the indicative expansion of generation is not linked to the need to comply with legal requirements and energy policy guidelines established by the MME. The reference scenario considers these policies, which incorporated the changes brought by law 14.182/2021. This law provides for the privatization of Eletrobras and several legislative changes, which were incorporated into the reference scenario. In this paper, a comparison will be presented between the PDE 2030 and the PDE 2031. The indicative expansion of electricity generation of the reference scenario will be evaluated, highlighting the changes brought by the law. The planner's challenge in dealing with such uncertainties will be highlighted.

Keywords: PDE 2031; PDE 2030; Law 14.182/2021; Thermal dispatch.

1. INTRODUÇÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE é um documento elaborado a cada ano pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE com o apoio do Ministério de Minas e Energia - MME. O PDE tem como objetivo principal apresentar as perspectivas da expansão do setor energético para um horizonte de dez anos, trazendo benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de impactos ambientais e redução de custos de produção (EPE, 2022).

Deve-se compreender que não é um plano estático, especialmente pelas incertezas envolvidas em qualquer visão do futuro, em que os impactos decorrentes da pandemia da COVID-19 ainda são um desafio. A preparação do PDE 2031 foi iniciada no primeiro trimestre de 2021 e concluída em janeiro 2022, tendo buscado explorar ainda mais as inseguranças da retomada da economia (EPE, 2022).

As dimensões com maior importância para o planejamento energético são: econômica, estratégica e socioambiental. O PDE é elaborado com base nessas dimensões, na econômica, o plano apresenta as necessidades energéticas que permitam atender o crescimento da economia do país. Na dimensão estratégica, visa melhorar o aproveitamento dos recursos energéticos nacionais a médio e longo prazos. Na socioambiental o PDE procura uma

expansão da oferta de energia com acesso a toda população do Brasil (EPE, 2022).

O PDE apresenta um cenário de Expansão de Referência, porém a crise provocada pela pandemia do COVID-19 manteve a incerteza no ambiente global e doméstico, com base nisso foram elaborados dois cenários alternativos, um inferior e outro superior (EPE, 2022).

O Cenário de Expansão de Referência levou em consideração diretrizes de políticas energéticas, destacadamente a Lei n° 14.182/2021. Os resultados foram comparados com a Rodada Livre. A Rodada Livre seria a resposta do mercado, em que a expansão indicativa não está atrelada a necessidade de atendimento a requisitos legais e diretrizes de política energética estabelecidos pelo MME (EPE, 2022).

Para a simulação dos cenários o PDE utiliza o modelo computacional de decisão de investimento - MDI, desenvolvido pelo próprio CEPEL, para obter o cronograma de expansão indicativa que tem como objetivo principal a minimização do custo total de investimentos e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e à demanda máxima de potência instantânea (EPE, 2022).

As políticas energéticas usadas na simulação do MDI para a elaboração do cenário de referência do PDE 2031, são compostas por diretrizes estabelecida pelo MME e pelo Poder Legislativo. O Poder Legislativo representado, principalmente, pela Lei n° 14.182, de 12 de julho de 2021. Essa lei, dispõe sobre a desestatização da Eletrobras e traz diversas alterações (DOU, 2021):

a) 50% da demanda declarada pelas distribuidoras dos leilões de energia nova A-5 e A-6 deverão ser destinados à contratação de pequenas centrais hidrelétricas - PCHs de até 50 MW até o atingimento de 2.000 MW, com expansão uniforme e limite mínimo e máximo de 400 MW/ano e de 800 MW/ano a partir de 2026;

b) Contratação de usinas termelétrica a Gás Natural, com inflexibilidade operativa de pelo menos de 70% em um montante de 8.000 MW, conforme a seguinte distribuição:
   - Norte 1.000 MW em 2026, 1.000 MW em 2027 e 500 MW em 2028;
   - Nordeste 1.000 MW em 2027;
   - Sudeste/Centro-Oeste 2.500 MW em 2028, 1.000 MW em 2029 e 1.000 MW em 2030.

c) a renovação de todos os parques de geração do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

O decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022, regulamentou esses itens, porém o PDE é anterior a ele. O decreto definiu que caso o limite de 2.000 MW de expansão em PCHs seja atingido antes de 2026, o percentual de 50% deve ser reduzido para 40%. Ao atingir 2.000 MW após 2027, acaba a obrigação de contratação. Que nenhum estado deve ter mais de 25% da capacidade contratada a cada leilão, e de 500 MW a cada 2.000 MW contratados (DOU, 2022).

O decreto também definiu que na expansão de geração termelétrica da região Norte, devem ser atendidas pelos menos duas capitais ou regiões metropolitanas que não possuem ponto de suprimento de gás, com preferência para aqueles que utilizem gás produzidos na região amazônica (DOU, 2022).

Para região Nordeste, 70% da contratação das termelétricas deve ser em capitais ou regiões metropolitanas de estados que não possuem suprimento de gás, que na prática corresponde ao estado do Piauí. O restante deve ser alocado no Maranhão, cuja capital também não possui rede de gás. Para ambos, terá como preferência gás de origem nacional (DOU, 2022).

No Centro-Oeste deve ser igualmente dividida entre as capitais ou regiões metropolitanas que não possuem suprimento de gás, basicamente Goiânia e Brasília. Para o Sudeste deve ter como preferência gás de origem nacional, os 750 MW que tem que ser alocados em área da Sudene não suprida

por gás, o que corresponde somente a municípios em Minas Gerais (DOU, 2022).

O PDE também segue diretrizes de políticas energéticas que estabelecem (EPE, 2022):

- Limite de 3.500 MW/ano, a partir de 2024, para a expansão total de eólica mais solar fotovoltaica;
- Limite de expansão total de 6.000 MW de solar fotovoltaica até 2031;
- Estabelecimento de expansão uniforme, com limite mínimo 80 MW/ano e máximo de 400 MW/ano, para empreendimentos à biomassa;
- Expansão estabelecida em 50 MW/ano, a partir de 2026, para empreendimentos de Resíduos Sólidos Urbanos - RSU;
- Inclusão de uma nova planta Nuclear de 1.000 MW, na região SE/CO, em 2031;
- Expansão de 350 MW/ano de empreendimentos à Carvão Mineral, na região Sul, a partir de 2028, com inflexibilidade de 30%.

O PDE 2031 também propõe uma nova abordagem para o uso das restrições existentes no modelo NEWAVE que pode trazer maior realismo sobre a defluência das usinas hidrelétricas.

A metodologia aplicada é uma representação individualizada das restrições operativa impactando em: maiores restrições de vazão mínima, metas de geração mensal e a correlação temporal. O que garante a adequação entre as restrições impostas ao modelo e o acoplamento entre as avaliações de energia e capacidade.

O PDE 2031 incorpora os novos critérios de segurança indicados pela portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020 (DOU, 2020). Esses critérios de suprimento levam em consideração riscos de não atendimento às necessidades de energia e potência, além de limitarem à exposição a Custos Marginais de Operação - CMO mais elevados.

2. ESTUDO DE CASO

A minuta do PDE 2031 foi publicada pelo MME na Consulta Pública n° 119 de 24 de janeiro de 2022, sendo lançado oficialmente no dia 06.04.2022 (MME, 2022). Ela traz três importantes contribuições para representar o sistema elétrico de maneira mais próxima à realidade operativa e para uma melhor avaliação do custo-benefício das políticas energéticas:

a) Incorporação dos novos critérios de suprimento;
b) Incorporação de maiores restrições de vazão mínima, metas de geração mensal e a correlação temporal;
c) Comparação do Caso de Referência com a Rodada Livre.

Por outro lado, o PDE indica uma expansão de 30% da matriz energética do país, mantendo a proporção de 50% de fontes renováveis, com uma redução da fonte hídrica e aumento da geração distribuída, principalmente por fontes fotovoltaica e eólica, e o forte aumento da participação de termelétricas inflexíveis não renováveis.

O objetivo deste trabalho é apresentar um comparativo entre os cenários de expansão de referência abordados no PDE 2030 e no PDE 2031, que tem por objetivo atender à projeção de demanda prevista para o cenário de referência ao menor custo total, considerando uma projeção de Geração Distribuída e tendo como escopo o atendimento dos requisitos de energia e potência para o horizonte decenal.

3. RESULTADOS

3.1 PDE 2030

A Tabela 1 detalha os montantes associados a cada fonte de geração indicado pelo PDE 2030, bem como as suas datas de entrada em operação (EPE, 2021).

Tabela 1 – Expansão por tecnologia entre os anos de 2026 e 2030

Fontes:	2026	2027	2028	2029	2030	Total (MW)
Hidroelétrica	593	854	1189	1384	313	4333
PCH/CGH	300	300	300	300	300	1500
Biomassa	80	80	80	80	80	400
Resíduos Sólidos Urbanos	12	12	12	12	12	60
Eólica	2375	2375	2375	2375	2375	11875
Fotovoltaica	731	731	731	731	731	3657
UTE Flexível	3082	3117	2135	2000	2000	12334
Modernização Carvão	-	-	350	-	-	350
Resposta da Demanda	200	400	500	600	700	2400
Total:	7373	7869	7672	7483	6512	36908

A expansão total indicada no período de 2026 a 2030 é de, aproximadamente, 37 GW, com média de 7,5 GW/ano de nova capacidade instalada a ser incorporada ao Sistema Interligado Nacional - SIN-BR, Figura 1. As usinas termelétricas possuem operação totalmente flexível, com baixos fatores de capacidade, atuando desta maneira em uma combinação ótima com as demais fontes renováveis variáveis para atendimento aos requisitos do sistema.

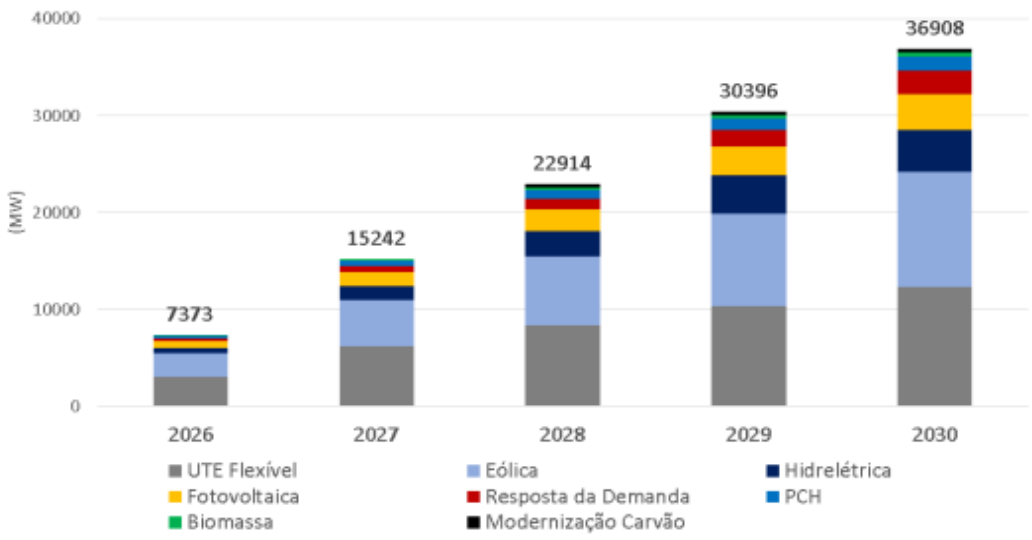
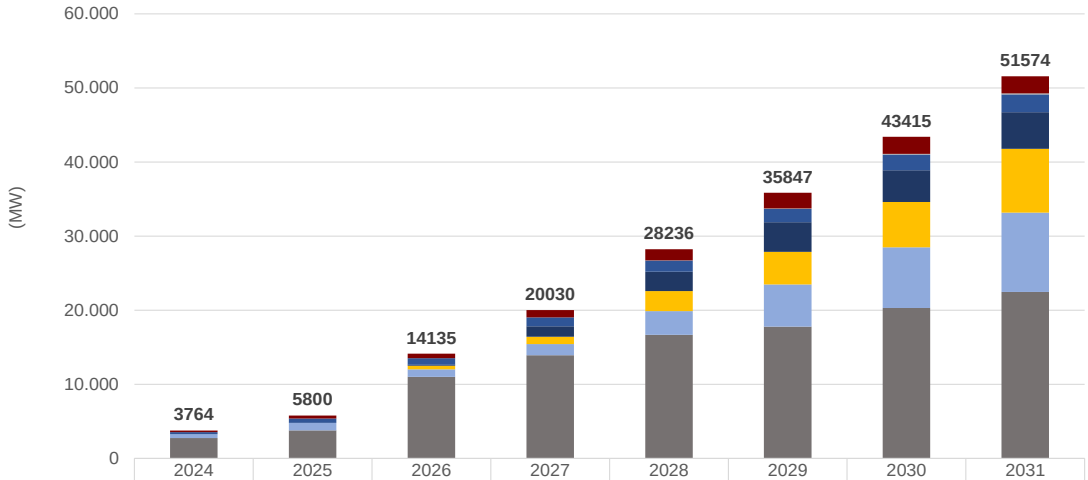


Figura 1 – Expansão Indicativa de Referência PDE 2030

3.2 PDE 2031

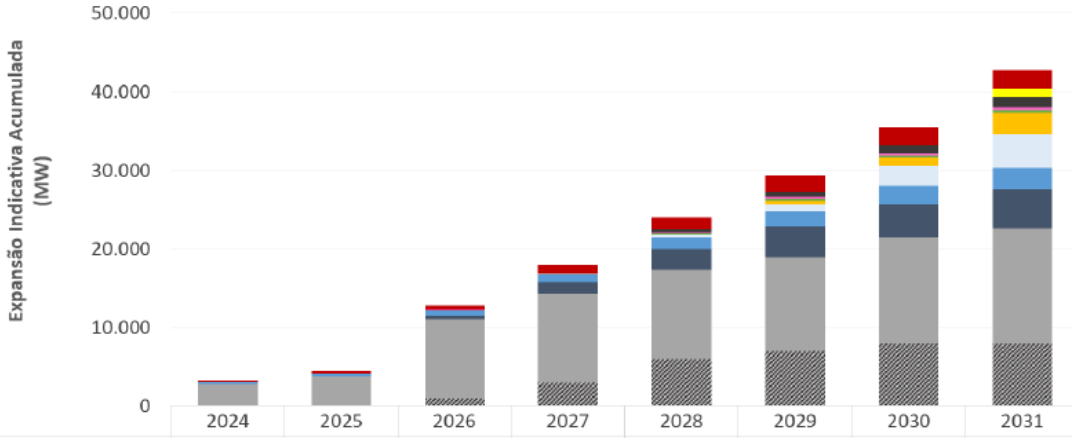
A expansão indicativa da Rodada Livre o PDE 2031 apresentou um crescimento de cerca de 52.000 MW para o horizonte decenal, Figura 2, sendo 22.475 MW de UTE Flexível, 10.700 MW de Eólica e 8.600 MW de Solar. Onde, essas fontes concentram 81% da expansão indicativa do período (EPE, 2022).



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total	3764	5800	14135	20030	28236	35847	43415	51574
Res. Demanda	200	400	600	1000	1500	2100	2311	2311
Biomassa	0	0	0	0	35	70	105	140
PCH + CGH	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400
Hidrelétrica	0	0	121	1401	2615	3996	4298	4948
Solar	0	0	500	1000	2700	4400	6100	8600
Eólica	500	1000	1000	1500	3200	5700	8200	10700
UTE Flexível	2764	3800	11014	13929	16686	17781	20301	22475

Figura 2 – Adaptado do PDE 2031 - Expansão Indicativa da Rodada Livre

A expansão para o Cenário de Referência do PDE 2031 apresenta um crescimento total de cerca de 43.000 MW. Onde nota-se a predominância de termelétricas, flexíveis e inflexíveis a gás natural, carvão mineral e nuclear (no ano de 2031). Expansão das fontes renováveis como eólica, PCHs e solar fotovoltaica para o suprimento de energia. No mesmo cenário as MMGD (micro e minigeração distribuída) chegam a 13% da capacidade instalada total em 2031. Os resíduos sólidos urbanos apresentando um expressivo aumento de participação de 50 MW por ano, totalizando 300 MW até 2031. A Figura 3 detalha os montantes associados a cada tecnologia de geração, bem como as suas datas de entrada em operação.



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total	3.264	4.500	12.858	17.994	23.987	29.380	35.497	42.726
RD	200	400	600	1.000	1.500	2.100	2.311	2.311
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	1.000
Carvão	0	0	0	0	350	700	1.050	1.400
RSU	0	0	50	100	150	200	250	300
Biomassa	0	0	0	80	160	240	320	400
Solar	0	0	0	0	0	500	1.000	2.700
Eólica	0	0	0	0	344	844	2.544	4.344
PCH + CGH	300	300	700	1.100	1.500	1.900	2.300	2.700
Hidrelétrica	0	0	426	1.401	2.614	3.995	4.297	4.947
Gás Natural Flexível	2.764	3.800	10.082	11.313	11.369	11.901	13.424	14.624
Gás Natural Inflexível	0	0	1.000	3.000	6.000	7.000	8.000	8.000

Figura 3 – Expansão Indicativa acumulada para o Cenário de Referência

A expansão total indicada no período de 2026 a 2031 é de, aproximadamente, 30 GW, com maior implementação das fontes de Gás Natural Flexível e Inflexível no SIN para o final do horizonte decenal.

3.3 Comparativo

Ao fazer um comparativo entre os resultados do PDE 2030 e 2031, observa-se o impacto das políticas operativas, em especial da Lei n° 14.182, que provocaram um deslocamento na expansão indicativa da geração no horizonte decenal. O PDE 2030 concentrava 76% da expansão nas fontes UTE Flexível, Eólica e Solar, já no caso de referência do PDE 2031 a soma dessas fontes representam apenas 51% do total. Por outro lado, a geração termelétrica inflexível representa 19%, sendo que no PDE 2030 ela nem era considerada. Ao

analisar a Rodada Livre do PDE 2031, em que a expansão não leva em conta as políticas operativas, o valor é de 81% do total.

3.4 O desafio do Planejador

Pelo exposto nos itens anteriores, pode-se evidenciar as dificuldades de planejar a expansão de um sistema de geração como o do Brasil, onde se tem que coordenar diversos interesses, as vezes alheios a vontade do planejador e mesmo que não levam a soluções de melhor custo-benefício.

Em termos estritamente técnicos, em função da expansão realizada nos últimos anos através de usinas sem capacidade de regularização, a geração termelétrica flexível aponta para resultados que trazem maior flexibilidade operativa, o que já era destacado pelo PDE 2030 e mesmo pelo Rodada Livre do PDE 2031. Porém, em função da necessidade de acomodar uma geração termelétrica 70% inflexível e compulsória, decorrente da Lei 14.182/2021, a EPE teve que adequar o planejamento a essa realidade.

4. CONCLUSÕES

O PDE 2031 traz importantes contribuições para representar o sistema elétrico de maneira mais próxima à realidade operativa e para uma melhor avaliação do custo-benefício das políticas energéticas. Incorpora os novos critérios de suprimento; restrições de vazão mínima, metas de geração mensal e a correlação temporal; além de um paralelo entre o Caso de Referência com a Rodada Livre.

Ao fazer um comparativo entre os resultados do PDE 2030 e 2031, observa-se o impacto das políticas operativas, em especial da Lei n° 14.182, que provocaram um deslocamento na expansão indicativa da geração. O PDE 2030 concentrava 76% da expansão nas fontes UTE Flexível, Eólica e Solar, já no caso de referência do PDE 2031 as mesmas fontes representam apenas 51% do total. Por outro lado, a geração termelétrica inflexível corresponde a 19%, sendo que no PDE 2030 ela nem era considerada.

No trabalho pode-se evidenciar as dificuldades de planejar a expansão de um sistema de geração como o do Brasil, onde se tem que coordenar diversos interesses, as vezes alheios a vontade do planejador e mesmo que não levam a soluções de melhor custo-benefício.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DOU. Lei n° 14.182, de 12 de julho de 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.182-de-12-de-julho-de-2021-331549377>. Acesso em: 03 jun. 2022.

DOU. Decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=95&data=21/02/2020&captchafield=firstAccess>. Acesso em: 03 jun. 2022.

DOU. Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=95&data=21/02/2020&captchafield=firstAccess>. Acesso em 03 jun. 2022.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 31 mar. 2022.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 31 mar. 2022.

MME. Consulta Pública n° 119 de 24 de janeiro de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2031/consulta-publica>. Acesso em 03 jun. 2022.

CONSEQUÊNCIAS DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS PARA OS SISTEMAS DE ATERRAMENTO DAS SUBESTAÇÕES

Wagner Rosa[1]; Paulo Cícero Fritzen[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

Fatores como o crescimento econômico, crescimento populacional e mudanças de hábitos de consumo levam a uma constante elevação dos níveis de consumo de energia elétrica. Esse constante aumento do consumo faz com que seja necessário expandir rotineiramente os sistemas de geração, transmissão e distribuição com vistas a atender essa crescente demanda. Essa rotineira expansão dos sistemas elétricos altera as características do próprio sistema, alterando, dessa forma, os fluxos de potência e os níveis de curto-circuito. Essas alterações podem levar determinados sistemas a uma condição de superação, sendo necessário fazer alguma intervenção de modo a dotar esses sistemas das características necessárias ao pleno funcionamento nas novas condições exigidas. Um dos sistemas que acabam, muitas vezes, sendo superados são os sistemas de aterramento das subestações. Considerando que estes sistemas têm função relacionada à segurança das pessoas, torna-se muito importante acompanhar e estudar os impactos da expansão dos sistemas elétricos no que se refere aos sistemas de aterramento, além de desenvolver uma metodologia para a realização de diagnóstico da condição das malhas existentes.

Palavras-chave: Superação Sistemas Elétricos; Superação Malhas de Aterramento; Expansão do Sistema Elétrico; Sistemas de Aterramento de Subestações.

ABSTRACT

Factors such as economic growth, population growth and changes in consumption habits lead to a steady increase in electricity consumption levels. This constant increase in consumption makes it necessary to expand the

generation, transmission and distribution systems to meet this growing demand. This routine expansion of electrical systems alters the characteristics of the system itself, thereby changing energy flows and short-circuit levels. These changes can lead certain systems to a overcoming condition, making it necessary to intervene in order to provide these systems with the necessary characteristics for the full functioning in the new required conditions. One of the systems that often ends up being overcome is the substation grounding systems. In addition to the issues related to expansion, there is also the question of the aging of the earth loops that, over the years, changed the design characteristics, that could even compromise the proper functioning of the grounding system. Considering that these systems have a function related to the people's safety, it becomes essential to monitor and study the impacts of the expansion of electrical systems concerning grounding systems and develop a methodology for conducting the diagnosis of the condition of the meshes existing.

Keywords: Overcoming Electrical Systems; Overcoming Grounding Systems; Expansion of the Electric System; Substation Grounding Systems.

1. INTRODUÇÃO

A constante expansão do sistema elétrico nacional ocorre motivada por vários fatores, dentre esses motivadores, cabe destacar as necessidades econômicas, estratégicas e sociais do país. Na questão econômica, a expansão ocorre com vistas a permitir o desenvolvimento da economia e a competitividade do País. Na esfera estratégica, a expansão deve ocorrer de forma a buscar eficiência na utilização dos recursos energéticos disponíveis, dentro de uma visão de médio e longo prazo, inclusive facilitando a integração das diferentes regiões. Por último, na questão social, a expansão dos sistemas de energia elétrica deve buscar atender toda a população brasileira, levando-se em conta os aspectos socioambientais do país (MME, 2019). As constantes ampliações dos sistemas, com novas conexões entre subestações ou redundância das conexões existentes, acabam alterando as características de impedância das redes e em consequência novos fluxos de potência e níveis de curto-circuito são

estabelecidos. Dessa forma, os subsistemas de uma subestação podem vir a serem superados e ser necessário reforçá-los. Entre os subsistemas que podem vir a ser superados vale destacar os equipamentos, as estruturas de pátio, os sistemas auxiliares e a malha de terra que é o objetivo desse estudo.

2. MOTIVAÇÃO, PROBLEMAS E PREMISSAS

Uma premissa adotada para a elaboração desta pesquisa é que grande parte das subestações são muito antigas, segundo (BIANCHI et al., 2001), no caso do Brasil, existe uma grande quantidade de sistemas que já estão em operação há algumas décadas. Desta premissa surgem alguns problemas, como citado por (CARVALHO et al., 2007), vem ocorrendo no Brasil uma grande incidência de superação de equipamentos, devido ao fato de que grande parte do parque de transmissão data das décadas de 70 e 80, também por consequência da rápida evolução dos sistemas elétricos.

Uma outra situação que ocorre é que o Plano de Ampliações e Reforços (PAR), que o ONS elabora e encaminha ao poder concedente anualmente, indicando as ampliações e os reforços nas instalações de transmissão do SIN, necessárias para preservar ou atingir o adequado desempenho da rede, geralmente não indica a necessidade de reforço das infraestruturas das subestações. É comum que seja apresentada no PAR a necessidade de troca de um transformador numa subestação por outro de maior potência, ou mesmo indicar a instalação de um novo transformador sem fazer menção à possível superação da malha de aterramento, ou mesmo, exigir que a concessionária apresente um estudo que demonstre a adequação da malha existente.

Não é difícil supor que as malhas de aterramento sejam, muitas vezes, negligenciadas pelas concessionárias de energia elétrica, quando das ampliações, reforços e melhorias nas subestações, pelos seguintes fatores:

• Falta de documentação acerca dos projetos da malha de terra e dos critérios adotados nesses projetos. Reforçando que boa parte das subestações existentes são muito antigas, onde a documentação de projeto e memoriais de

cálculo já não são mais encontrados, dificultando uma análise adequada do tema;

• Em consequência da dificuldade de levantamento da situação de malha, surge a dificuldade de se justificar, junto ao poder concedente, obras para reforço ou melhoria desse sistema das subestações;

No que se refere a superação de equipamentos e instalações, o documento: Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão (ONS, 2014) apresenta critérios para avaliação da possível superação de diferentes partes das subestações. Para as malhas de terra, nesse documento são apresentados como motivos para considerar-se o sistema superado: Aumento das tensões de toque e passo, em função dos novos níveis calculados de corrente na malha, com consequente redução das condições de segurança para pessoas e equipamentos durante um possível curto-circuito e novos níveis calculados de correntes de curto-circuito na malha, sendo esses acima dos limites de suportabilidade térmica e mecânica dos condutores existentes.

O ONS, através desse mesmo documento, informa que está realizando investigações com a intenção de definir a metodologia de avaliação das malhas que estariam superadas e as medidas mais efetivas para contornar este tipo de problema, demonstrando que essa é uma discussão ainda não ultrapassada.

A investigação da possível superação da malha de terra de uma subestação com a busca pela formulação e consequente validação de um método prático para essa investigação são o escopo deste trabalho.

3. METODOLOGIA DE TRABALHO

Partindo do princípio de que os dados de projeto das subestações, nem sempre são conhecidos, em especial, os dados relativos às medições de resistividade de solo, tornou-se necessário desenvolver um método para estimativa dos valores de resistividade do solo. Para isso foram realizadas medições nas imediações de uma subestação recentemente construída, sendo

esta adotada como subestação de referência, uma vez que, o projeto desta subestação é totalmente conhecido.

De posse da resistividade aparente, conseguida através das medições, e com o conhecimento da geometria da malha de terra foi possível chegar um valor para a resistência de aterramento desta malha. A verificação de aplicabilidade deste procedimento ocorreu com a comparação dos dados obtidos neste estudo, com aqueles que foram obtidos na época do projeto e construção.

Para as medições, foram escolhidas regiões no entorno da subestação que estivessem em nível próximo ao do platô e que passaram por terraplanagem na época da construção. Com esses cuidados, é esperado obter medições em um terreno com características semelhantes às do pátio da subestação.

Após a verificação da representatividade do método, para a subestação de referência, este procedimento foi replicado para uma subestação antiga.

Para a determinação das tensões de passo e toque que vão surgir ao longo da malha de aterramento de uma subestação, é necessário ter o conhecimento do valor da corrente de malha, sendo essa corrente definida como a parcela da corrente de falta que realmente escoa para o solo através da malha de aterramento da subestação durante uma falta envolvendo a terra.

Segundo a (ABNT NBR 15751, 2013), o circuito que deve ser considerado para o dimensionamento da malha de terra inclui os condutores fase, de neutro e de terra, mutuamente acoplados. Isso é necessário devido o sistema de aterramento de uma subestação ser normalmente formado pela sua malha de aterramento e por todos os elementos metálicos a ela conectados, tais como cabos para-raios, aterramentos de torres e de linhas. A (ABNT NBR 15751, 2013), ainda informa que nos casos em que existam condutores para-raios, nas linhas interligadas à subestação, a corrente de malha é menor que a corrente de falta e que a utilização, para o dimensionamento da malha de terra, da corrente de falta resultará numa malha superdimensionada.

Já foram desenvolvidas algumas metodologias para a determinação da corrente de malha, dentre elas é possível destacar a metodologia apresentada por (SOBRAL et al., 1997). Porém, para este trabalho, a determinação do valor

da corrente de malha, foi realizada através de simulações no ATPDraw. Sendo, necessário para isso, modelar neste sistema computacional todo o sistema de aterramento da subestação em estudo, inclusive as linhas conectadas à mesma.

3.1 Medições realizadas para este estudo e comparação dos resultados com as medições da fase de projeto

As medições foram realizadas pelo método Wenner, seguindo integralmente as determinações da (ABNT NBR 7117, 2012), no que tange medições, tratamento estatístico dos dados levantados e estratificação do solo. Neste trabalho optou-se pelo método de estratificação em duas camadas utilizando curvas.

Os resultados das medições da resistividade do solo são apresentados na Tabela 1, assim como as resistividades médias obtidas para cada profundidade.

Seguindo a metodologia de estratificação definida na (ABNT NBR 7117, 2012), e o passo a passo, apresentado em (KINDERMANN, 1995), é possível obter a estratificação do solo em duas camadas, obtendo para resistividade da primeira camada do solo, resistividade da segunda camada do selo e espessura da primeira camada, os seguintes valores: $\rho 1$ = 300,37 Ω.m, $\rho 2$ = 1416,03 Ω.m e h = 2,6 m. Estando assim, definida a estratificação do solo.

Tabela 1 – Dados de resistividade medidas e calculadas para a subestação de referência

Distâncias hastes (m)	Eixo	Resistividades Medidas (Ω.m)	Resistividades Médias (Ω.m)	Desvios %	Resistividades Utilizadas (Ω.m)	Resistividades Médias Recalculadas (Ω.m)
1	A	190,87	300,37	36,45	190,87	300,37
	B	254,49		15,27	254,49	
	C	427,28		42,25	427,28	
	D	328,83		9,48	328,83	
2	A	193,02	284,74	32,21	193,02	284,74
	B	182,80		35,80	182,80	
	C	364,31		27,95	364,31	
	D	398,83		40,07	398,83	

4	A	449,31	1062,70	**57,72**	0,00	603,29
	B	2713,54		**155,34**	0,00	
	C	484,65		**54,39**	0,00	
	D	603,29		43,23	603,29	
8	A	368,35	702,98	47,60	368,35	702,98
	B	952,57		35,50	952,57	
	C	590,26		16,03	590,26	
	D	900,74		28,13	900,74	
16	A	3237,98	1372,37	**135,94**		1004,58
	B	1004,58		26,80	1004,58	
	C	597,32		**56,48**		
	D	649,61		**52,67**		

A próxima etapa é a determinação da resistividade aparente do solo e da resistência de aterramento da malha, que para esse caso são: ρa = 841,04 Ω.m e R = 3,7520 Ω.

A verificação de aplicabilidade deste procedimento ocorre com a comparação dos dados obtidos neste estudo, com àqueles que foram obtidos na época do projeto. Com base nos documentos daquela época, são encontrados os seguintes valores: ρa = 980,91 Ω.m e R = 4,3750Ω

Antes de realizar a comparação entre os valores obtidos, é preciso levar em consideração algumas questões, entre elas:

• As duas medições ocorreram em um intervalo de tempo de 6,5 anos, sendo que, a primeira medição ocorreu logo após a terraplanagem da obra. Portanto, é possível, admitir que o solo nesse período tenha sofrido compactação;

• Não é possível nesse momento atestar a qualidade das medições realizadas pela empresa projetista. Podendo estar o resultado daquelas medições sujeitos à imperícia, negligência ou mesmo imprudência;

• É impossível recriar as condições ambientais da primeira bateria de medições, sendo que essas questões têm grande influência nas medições.

A diferença entre os valores obtidos neste estudo e àqueles do projeto é de 16,63%. Levando em consideração, todas as incertezas e imprecisões que

envolvem o processo de projeto de uma malha de terra, é possível entender que as medições realizadas recentemente são representativas.

Após a verificação de aplicabilidade procedeu-se a mesma metodologia numa subestação antiga, onde houve inúmeras ampliações, e era conhecida apenas a geometria da malha, porém sem referências à resistividade de solo. Para essa subestação foram obtidos os seguintes valores: ρa = 211,56 Ω.m e R = 0,5434Ω

3.2 Modelagem no ATPDraw e determinação da corrente de malha

A modelagem do sistema de aterramento foi elaborada conforme figura 1. A malha de aterramento é representada apenas pela sua resistência, pois, segundo (VISACRO, 2002), para os casos de estudos na frequência industrial, as susceptâncias, as reatâncias podem ser desprezadas, assim com a resistência longitudinal dos eletrodos de aterramento.

Para a modelagem das linhas, foram obtidos os dados construtivos destas, de modo a conhecer: estrutura predominante, condutores fase, condutores guarda, vãos médios, flechas médias, posicionamento dos condutores nas estruturas, impedâncias de pé de torre. De posse desses dados foi possível modelar cada linha no ATPDraw com a utilização das rotinas *Line Constants, Cable Constants* e *Cable Parameters*.

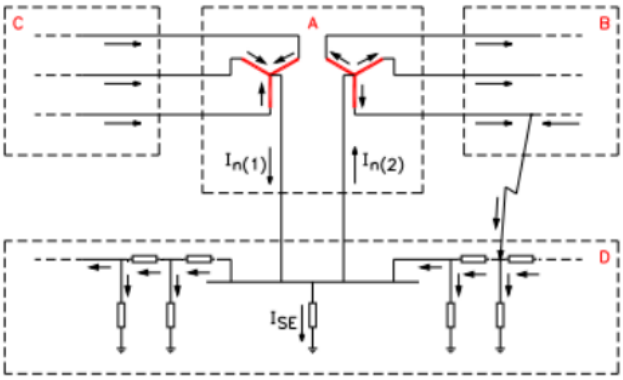


Figura 1 – Diagrama exemplo da modelagem da subestação em estudo Silva (2011)

Os transformadores da subestação foram modelados através do modelo de transformador saturável disponível no ATPDraw com os dados de placa, sendo que ambos, são transformadores de 230/69/13,8 kV, ligados em estrela aterrada/estrela aterrada/delta.

Para a verificação da modelagem, adotou-se como referência o sistema computacional ANAFAS com o caso base ONS referente a dezembro de 2022. Dessa forma, à medida que as modelagens avançavam foi possível comparar os resultados entre os dois sistemas operacionais, no que se refere aos níveis de curto-circuito. Sendo que as diferenças de resultados entre os sistemas, sempre se mantiveram baixas, de modo a garantir a aplicabilidade da modelagem no estudo em questão.

A Tabela 2 apresenta os valores dos níveis de curto-circuito em cada uma das barras da subestação, comparando os valores encontrados no caso base ONS, com os valores das simulações desenvolvidas, além de apresentar a corrente de malha em cada uma das situações.

Tabela 2 – Correntes de Curto-circuito na Subestação do Estudo

Curto-Circuito Monofásico (kA)			
Barra	Nível Curto Caso Base	Nível Curto Modelagem	Corrente Malha de Terra Modelagem
Barra 230 kV	11,21	11,54	2,12
Barra 69 kV	21,29	20,28	9,26
Curto-Circuito Bifásico-Terra (kA)			
Barra 230 kV	13,34	13,16	2,24
Barra 69 kV	20,63	20,86	10,58
Barra 13,8 kV	24,26	23,76	0,04

3.3 Cálculo das tensões de passo e toque

Da (ABNT NBR 15751, 2013) é possível conhecer as definições de tensão de passo e toque, podendo se obter as equações que permitem realizar o cálculo dos potenciais máximos suportados pelo corpo humano, bem como obter as

equações para o cálculo das máximas tensões de passo e toque que podem surgir ao longo da malha de terra.

Para (KINDERMANN, 1995), o dimensionamento da malha está adequado quando os potenciais que surgem na superfície da malha, na ocorrência de uma falta máxima, estiverem abaixo dos limites calculados nas expressões:

$$V\ toque\ da\ malha \leq V\ máxima\ suportável$$
$$V\ passo\ da\ malha \leq V\ Máxima\ suportável$$

Para esta subestação, o recobrimento é uma camada de brita com espessura mínima de *0,10 m*, dessa forma, a resistividade a ser considerada para a camada superficial será de $3000\ \Omega.m$ (ABNT NBR 15751, 2013).

O tempo de atuação garantida da proteção de *0,5 s.*

Aplicando as equações, disponíveis na (ABNT NBR 15751, 2013), considerando a maior corrente circulação na malha de terra, chega-se aos valores de potencial indicados na Tabela 3.

Tabela 3 – Tensões obtidas na Subestação do Estudo

Tensão de toque suportável pelo corpo humano	660,41 V
Tensão de passo suportável pelo corpo humano	2149,52 V
Tensão de toque máxima ao longo da malha	696,36 V
Tensão de passo máxima ao longo da malha	400,31 V

Dos potenciais obtidos conclui-se que a condição de segurança referente aos potenciais de toque não está sendo respeitada. Dessa forma é necessário realizar ações corretivas no sistema de aterramento dessa subestação.

3.4 Análise da situação e recomendações

Analisando a situação dessa subestação, imediatamente chama a atenção a baixa resistência da malha e o fato de as linhas serem bastantes curtas com cabos guarda predominantemente de cordoalha de aço zincado 3/8”.

Linhas com essas características acabam tendo uma impedância equivalente de aterramento elevada, fazendo com a parcela dissipada pela malha seja maior.

As ações para a resolução desta situação são diversas, algumas autuando na elevação das tensões suportáveis, como o aumento da espessura da camada de brita, outras como a troca dos cabos guarda de aço por condutores de alumínio atuam na redução das tensões máximas ao longo da malha.

Em função da simplicidade da solução, recomenda-se o aumento da espessura da camada de brita do recobrimento do pátio. A Tabela 4 apresenta novos patamares de potenciais suportáveis, para três novas espessuras do recobrimento. Devido ao baixo custo e facilidade de implantação recomenda-se utilizar a maior espessura possível, desde que sejam mantidas as distâncias de segurança fase-terra.

Tabela 4 – Novos patamares de potenciais suportáveis

Espessura recobrimento de brita (m)	**Potencias suportáveis**	**(V)**
0,20	Tensão de toque suportável pelo corpo humano	756,01
	Tensão de passo suportável pelo corpo humano	2531,90
0,25	Tensão de toque suportável pelo corpo humano	780,15
	Tensão de passo suportável pelo corpo humano	2628,44
0,30	Tensão de toque suportável pelo corpo humano	797,44
	Tensão de passo suportável pelo corpo humano	2697,63

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 7117. NBR 7117: Medição da resistividade e determinação da estratificação do solo. Rio de Janeiro, 2012. 65 p.

ABNT NBR 15751. NBR 15751: Sistemas de aterramento de subestações - requisitos. Rio de Janeiro, 2013. 65 p.

BIANCHI, Paulo R.; CAMARGO, Celso de B.; SOUZA, Flávio L. A. Caracterização de envelhecimento de transformadores de potência: Análise comparativa. In: SNPTE (Ed.). Décimo Sexto Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Campinas: [s.n.], 2001. p. 6.

CARVALHO, Carlos C.; SINDER, Daniel; MUNIZ, Mauro; SILVA, Benedito A. Superação de equipamentos de alta tensão: Critérios de análise de processo de indicações de substituições na rede básica e demais instalações da transmissão. In: SNPTE (Ed.). Décimo Nono Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Rio de Janeiro: [s.n.], 2007. p. 8.

KINDERMANN, Geraldo. Aterramento Elétrico. Florianópolis, Brasil: Sagra Luzzato, 1995. 214 p.

MME, EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029: Numeração progressiva das seções de um documento. Brasília, 2019. 382 p.

ONS. Critérios para análise de superação de equipamentos e instalações de alta tensão: Numeração progressiva das seções de um documento. Brasília, 2014. 177 p

SOBRAL, Sergio T.; SERRA, Murilo V. M.; MIRANDA, Alvaro L.A.; CORREA, Jose R. T.; COELHO, Antonio S.R. Redução de potenciais de terra pela utilização de cabos para-raios caa nos trechos de linhas de transmissão próximos a subestações e usinas. In: SNPTE (Ed.). Décimo Quarto Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica SNPTEE. Belem: [s.n.], 1997. p. 6.

CONTEXTO ECONÔMICO PARA O DESENVOLVIMENTO E IMPLANTAÇÃO DE UNIDADE PRODUTORA DE DIESEL VERDE A PARTIR DO ETANOL

Márcio Rogério Nordi[1]; Juliani Chico Piai Paiva[1]; Carmen Luisa Barbosa Guedes[1]

[1]*Universidade Estadual de Londrina*

RESUMO

A Resolução ANP Nº 842, estabeleceu a especificação para produção do diesel verde. Neste contexto, surge uma oportunidade de negócio para destilarias de etanol que buscam evoluir para um conceito de Biorefinaria. O presente artigo se propõe a analisar os dados históricos de comercialização do etanol versus preços de fechamentos dos leilões de biodiesel promovidos pela ANP. Além disso, foram somados os ganhos de logística aproximando o centro consumidor ao centro produtor. Pode-se concluir que existem margens de ganhos financeiros que sinalizam uma grande oportunidade do desenvolvimento de estudos para a implementação da produção do Diesel Verde dentro do conceito de biorefinarias.

Palavras-chave: Biodiesel; Biorefinaria; Viabilidade Econômica;

ABSTRACT

ANP Resolution No. 842, established the specification for the production of green diesel. In this context, a business opportunity arises for ethanol distilleries that seek to evolve into a biorefinery concept, by analyzing the historical data of ethanol commercialization versus closing prices of biodiesel auctions promoted by the ANP, added to the logistics gains bringing the consumer center closer to the production center, it was found financial gain margins that signal a great opportunity for the development of studies for the implementation of Green Diesel production within the concept of biorefineries.

Keywords: Biodiesel; Biorefinery; Economic Viability; Green Diesel; Ethanol; Opportunities.

1. INTRODUÇÃO

A Lei nº 13.263/2016 (BRASIL,2016) autorizou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a elevar o percentual de biodiesel na mistura do chamado diesel B até o patamar de 15% em 2023. Tal fato motiva a necessidade de avanços tecnológicos que possibilitem aumentar a disponibilidade de biocombustíveis renováveis, considerando que o custo de produção do biodiesel é muitas vezes superior ao diesel fóssil.

Neste contexto surge o diesel verde, a base de hidrocarbonetos parafínicos, como uma solução para suplementar a disponibilidade de biodiesel de ésteres de ácidos graxos. Além de poder ser usado diretamente em veículos movidos a diesel, o elevado número de cetano em sua composição proporciona um desempenho igual ou superior ao diesel convencional.

Além disso, implantar um processo produtivo de diesel verde, associado a uma planta produtora de etanol, pode ser a porta de entrada para uma unidade industrial ao conceito de biorefinaria. Tendo em vista que nos processos de elevação do número de carbonos, concomitantemente se chegará a produção de novos bioprodutos e biocombustíveis, como por exemplo, a nafta ou a bioquerosene de aviação, maior valor econômico passa a ser agregado às operações das inúmeras plantas de processamento de etanol instaladas no país. Ainda, a participação do diesel verde, mesmo que somente em parte da mistura ternária no diesel B, vem de encontro com os objetivos estabelecidas pelo RenovaBio (BRASIL,2017). A redução da utilização de combustíveis fósseis se apresenta como uma boa alternativa também para as destilarias de etanol, onde embora o produto final seja um combustível renovável, o diesel fóssil ainda é o maior insumo no processo produtivo da cana de açúcar, especialmente nas operações agrícolas de plantio, colheita e transporte.

A Resolução da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) Nº 842, (BRASIL,2021) de 14 de maio de 2021, estabeleceu a especificação do diesel verde, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que o

comercializem em território nacional, as rotas e as matérias primas homologadas para sua a produção. Além dos processos de transesterificação dos óleos vegetais e outros materiais graxos, o diesel verde pode ser formado por uma mistura de hidrocarbonetos totalmente compatíveis com a estrutura do petróleo fóssil e produzido quatro rotas, em especial neste estudo a oligomerização de álcoois (SCALDAFERRI,2019), conforme Figura 1. Nas reações de oligomerização a formação de dímeros, trímeros ou tetrâmeros, se dá a partir de unidades monoméricas com um limite máximo de monômeros adicionados que, no processo aprovado pela ANP, se dá a partir de álcool de cadeia curta (o etanol e o isobutanol). O processo produtivo deve estar baseado na utilização do etanol anidro com no máximo 0,4% de teor de água, visando reduzir os custos de produção, haja vista que a presença de água no processo de produção do diesel verde sempre é indesejada, facilitando a primeira etapa do processo de desidratação. Comercialmente essa rota também é chamada de ATJ (*Alcohol to Jet*), onde ocorre a conversão de álcoois em diesel verde e querosene de aviação renováveis.

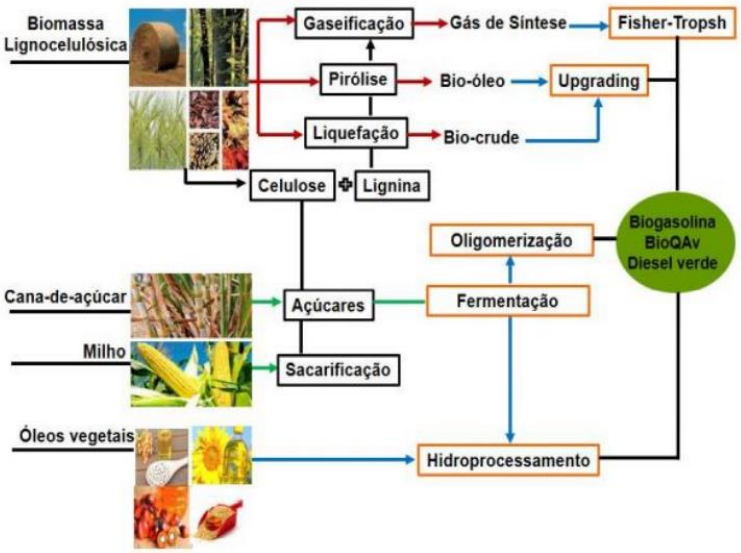


Figura 1 – Rotas de obtenção de biocombustíveis drop-in utilizando diferentes fontes de biomassa: --- Processos Térmicos, --- Rota Bioquímica e --- Processamento Catalítico.
Fonte: SCALDAFERRI (2019)

Embora a legislação brasileira estabeleça a meta de 15% de mistura, uma série de experimentos e estudos nacionais e internacionais (HASSAN; KALAM, 2013; HUANG; ZHOU; LIN, 2012; ISSARIYAKUL; DALAI, 2014; REZENDE; PASA, 2017) indicam a possibilidade se de ter até 20% de biodiesel misturado ao combustível fóssil, sem a necessidade de adequações nos motores e nem prejuízos à sua performance ou durabilidade. Isto indica a necessidade de avanços tecnológicos, representando a abertura de um segmento a ser explorado no mercado de biocombustíveis.

Portanto, considerando o fato de no momento não existir nenhuma planta de produção em operação comercial no país utilizando a rota do estudo, ao mesmo tempo que intensifica o desafio de se desenhar as soluções, deixa aberta a possibilidade de desenvolvimento de alternativas inovadoras, com possibilidade de elevadas margens de lucratividade. Por isso, os principais sinais econômicos obtidos pelos resultados dos últimos leilões regulados de biodiesel promovidos pela ANP e outros aspectos que possam representar diferenciais, foram analisados para identificar a viabilidade econômica de implantação de unidades produtoras de diesel verde a partir do etanol anidro.

2. METODOLOGIA E RESULTADOS

Primeiramente, foram considerados dados observados nos resultados dos últimos leilões regulados de biodiesel, promovidos pela ANP. Além disso, foram observados outros aspectos que possam representar diferenciais econômicos. A base de dados foi constituída considerando os dados históricos de comercialização do etanol, os preços de fechamento dos leilões de biodiesel (para atendimento das misturas compulsórias durante o ano de 2021), análises de ganhos de logística aproximando centro consumidor de centro produtor, análises conjunturais e outros ganhos indiretos que possam ser obtidos.

Na Tabela 1 são apresentados os valores médios de venda obtidos nas negociações dos leilões promovidos pela ANP durante 2021, destacando-se a variação de preços entre regiões do Brasil e o preço médio nacional.

Tabela 1 – Preços médios negociados nos Leilões de Biodiesel promovidos pela ANP em 2021, para atendimento do percentual de mistura compulsório ao diesel fóssil.

Preço Médio (R$/m³)*	Edital ANP 009/20 MISTURA: 12% Jan a Fev/2021	Edital ANP 001/21 MISTURA: 13% Mar a Abr/2021	Edital ANP 002/21 MISTURA: 10% Mai a Jun/2021	Edital ANP 003/21 MISTURA: 10% Jul a Ago/2021	Edital ANP 004/21 MISTURA: 12% Set a Out/2021	Edital ANP 005/21 MISTURA: 10% Nov a Dez/2021
Centro-Oeste	R$ 4.532,98	R$ 4.717,52	R$ 5.640,95	R$ 5.569,37	R$ 5.760,31	R$ 6.000,48
Nordeste	R$ 4.791,48	R$ 4.913,58	R$ 5.944,09	R$ 5.787,95	R$ 5.920,01	R$ 6.192,42
Norte	R$ 4.594,08	R$ 4.891,82	R$ 5.602,40	R$ 5.581,21	R$ 5.757,45	R$ 6.169,40
Sudeste	R$ 4.523,80	R$ 4.755,67	R$ 5.722,48	R$ 5.575,16	R$ 5.769,68	R$ 6.007,35
Sul	R$ 4.272,63	R$ 4.649,80	R$ 5.367,35	R$ 5.358,06	R$ 5.504,88	R$ 5.763,44
BRASIL	**R$ 4.425,42**	**R$ 4.708,48**	**R$ 5.536,27**	**R$ 5.484,61**	**R$ 5.658,22**	**R$ 5.907,30**

** Posição FOB, com PIS/PASEP e COFINS, sem ICMS.*

Elaboração: Próprio autor. Fonte: ANP, 2022

Na Tabela 2 são apresentados os valores médios do Indicador Semanal do Etanol Anidro CEPEA/ESALQ - São Paulo, colocado na mesma base bimestral dos resultados apresentados para os Leilões de Biodiesel da ANP e com a inclusão das alíquotas de PIS e COFINS que não fazem parte do indicador divulgado pelo CEPEA/ESALQ, para todos os valores ficassem na mesma base de comparação.

Tabela 2 – Preços médios do Indicador Semanal do Etanol Anidro CEPEA/ESALQ - SP.

Preço Médio (R$/m³)*	Jan a Fev/2021	Mar a Abr/2021	Mai a Jun/2021	Jul a Ago/2021	Set a Out/2021	Nov a Dez/2021
São Paulo	R$ 2.769,94	R$ 3.137,16	R$ 3.704,60	R$ 3.808,90	R$ 4.280,42	R$ 4.471,66

Posição FOB, com PIS/PASEP (1,65%) e COFINS (7,6%), sem ICMS.

Elaboração: Próprio autor. Fonte: CEPEA/ESALQ, 2022.

Na Tabela 3 é feita a comparação entre os preços finais de venda obtidos tanto para o Etanol Anidro, quanto para o Biodiesel, e apuração da margem adicional sobre preço que poderia ser obtida na comercialização do Etanol Anidro após o seu processamento em Diesel Verde.

Tabela 3 – Comparativo dos preços de venda do Etanol Anidro x Biodiesel.

Preço Médio (R$/m³)	Jan a Fev/2021	Mar a Abr/2021	Mai a Jun/2021	Jul a Ago/2021	Set a Out/2021	Nov a Dez/2021
Biodiesel*	R$ 4.523,80	R$ 4.755,67	R$ 5.722,48	R$ 5.575,16	R$ 5.769,68	R$ 6.007,35
Etanol Anidro**	R$ 2.769,94	R$ 3.137,16	R$ 3.704,60	R$ 3.808,90	R$ 4.280,42	R$ 4.471,66
Margens						
R$	**R$ 1.753,86**	**R$ 1.618,51**	**R$ 2.017,88**	**R$ 1.766,26**	**R$ 1.489,26**	**R$ 1.535,68**
%	**38,8%**	**34,0%**	**35,3%**	**31,7%**	**25,8%**	**25,6%**

*Sudeste/**ESALQ – SP

Elaboração: Próprio autor. Fonte: ANP, 2022 e CEPEA/ESALQ, 2022

Como podemos verificar nos dados de produção de consumo de Biodiesel e de Produção de Etanol, detalhados nas figuras 2 e 3, outro grande sinal de sinergia que se traduziria em ganhos financeiros diretos é a redução dos custos de frete, uma vez que a principal região produtora, também seria a principal região consumidora.

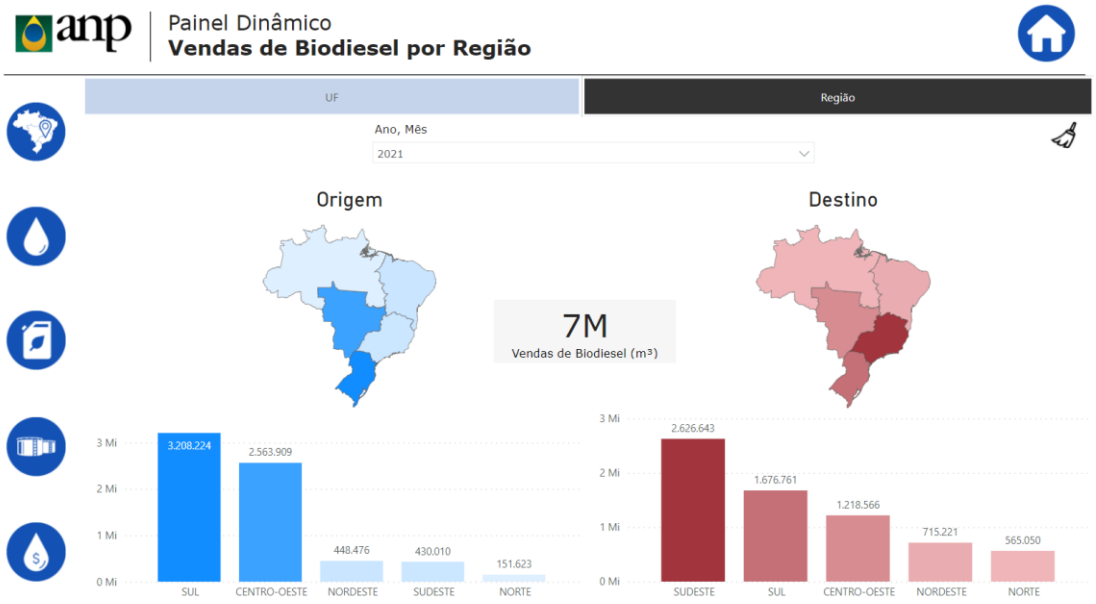


Figura 2 – Volume de Biodiesel comercializado por região em 2021

Fonte: ANP,2022.

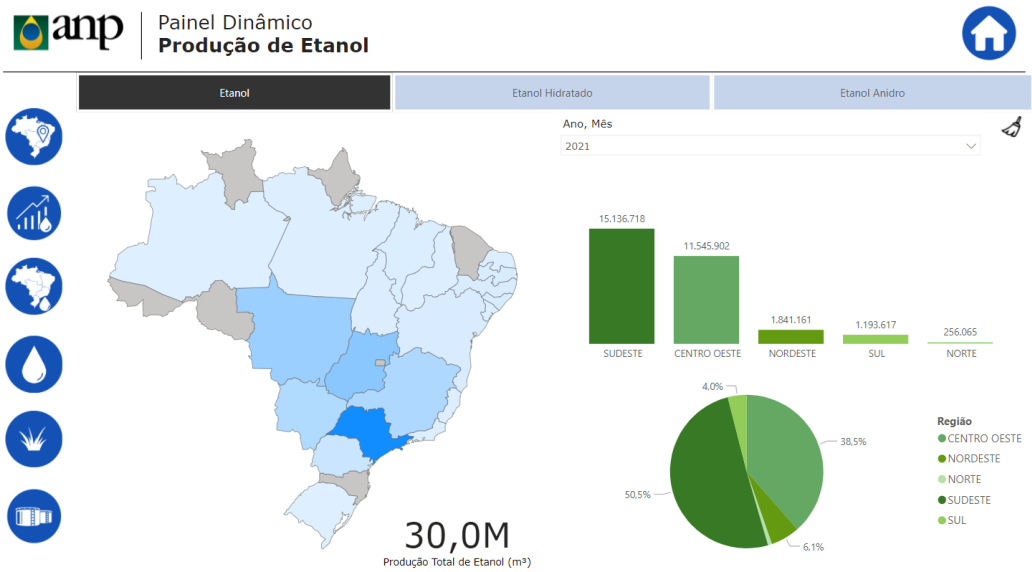


Figura 3 – Volume de Etanol produzido por região em 2021

Fonte: ANP, 2022.

Na análise dos ganhos de frete em R$/m^3 considerou-se os valores de frete mínimo estabelecidos na Resolução ANTT nº 5.867, de 14 de janeiro, alterada pela nº 5.949, de 13 de julho de 2022, considerando uma viagem de um caminhão tanque de 45m^3 e 3 eixos, percorrendo o trecho entre Erechim/RS e Paulínia/SP (1.000km aproximadamente), através da Equação (1).

$$CE = ((Trecho \times CCD) + (CC)) / Volume \quad (1)$$

Onde:

CE = Custo Evitado em R$/m3;

Trecho = Distância Percorrida em km;

CCD = Custo Deslocamento de acordo com Res ANTT nº 5.867;

CC = Custo Carga Descarga de acordo com Res ANTT nº 5.867;

Volume = Capacidade do tanque do caminhão em m3. Ou seja,

$$CE = ((1.000 \times 3,4386) + (155,20)) / 45 = R\$\ 79,86/m^3.$$

Tabela 4 – Ganhos diretos estimados para produção do Diesel Verde, combinados à redução dos custos logísticos de frete.

	Jan a Fev/2021	**Mar a Abr/2021**	**Mai a Jun/2021**	**Jul a Ago/2021**	**Set a Out/2021**	**Nov a Dez/2021**
Diferença Preço	R$ 1.753,86	R$ 1.618,51	R$ 2.017,88	R$ 1.766,26	R$ 1.489,26	R$ 1.535,68
Economia Frete	R$ 79,86	R$ 79,86	R$ 79,86	R$ 79,86	R$ 79,86	R$ 79,86
Ganho Total Direto	**R$ 1.833,72**	**R$ 1.698,37**	**R$ 2.097,75**	**R$ 1.846,12**	**R$ 1.569,13**	**R$ 1.615,54**
%	**40,5%**	**35,7%**	**36,7%**	**33,1%**	**27,2%**	**26,9%**

Elaboração: Próprio autor. Fonte: BRASIL,2021.

A redução do fluxo de caminhões no eixo rodoviário Sul-Sudeste, por si só já reduziria o consumo de diesel desta logística, além das emissões de gases de efeito estufa. Além disso, mesmo que em pequena parte, também contribuiria para redução dos custos de manutenção nesse eixo rodoviário, com a redução de circulação de veículos pesados, o que representa ganhos indiretos agregados à cadeia de produção de biocombustíveis com a produção do Diesel Verde a partir do Etanol.

Ao analisar-se os históricos de produção de Etanol e Biodiesel nos painéis estatísticos da ANP, observa-se que os volumes de produção de Etanol, embora muito superiores aos volumes de Biodiesel, não vem tendo uma evolução significativa em crescimento. Entretanto, houve uma acentuada evolução em percentuais dos volumes de biodiesel produzidos no mesmo período, como podemos observar nas Figuras 4 e 5.

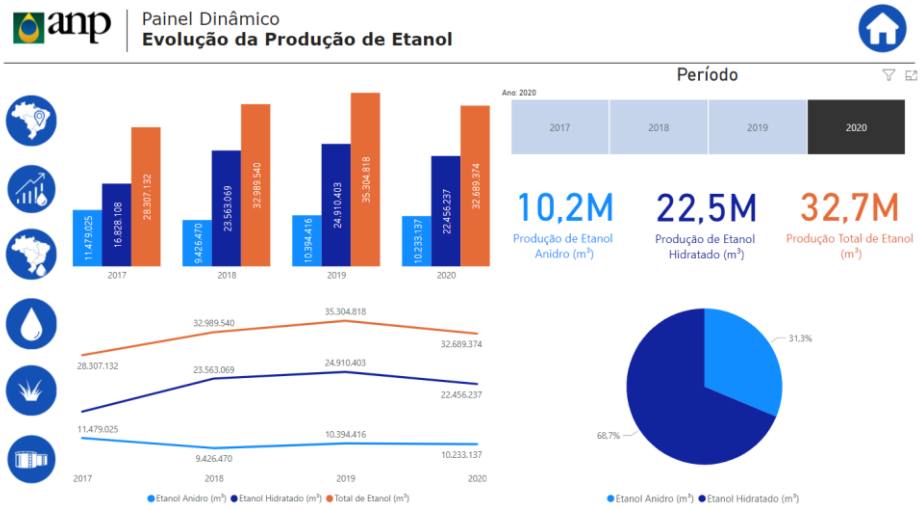


Figura 4 – Histórico do Volume de Etanol Produzido

Fonte: ANP, 2022.

No caso da produção de etanol, as demandas futuras ainda podem estar sujeitas a reduções de mercado, forçadas pela tendência de eletrificação das frotas de veículos leves, como já vem acontecendo em alguns países, num curto horizonte de tempo.

No caminho inverso, a demanda por biodiesel tende a crescer num curto horizonte de tempo. Primeiro para atender o teto de 15% na mistura com o diesel fóssil e, em segundo momento, para evoluir até a taxa de 20% na mistura, uma vez que por se tratar de um combustível *drop-in* não há a necessidade de adequações nos motores e nem prejuízos à sua performance ou durabilidade, representado uma alternativa para redução de gases de efeito estufa sem a necessidade da troca de tecnologia da frota de veículos pesados existente.

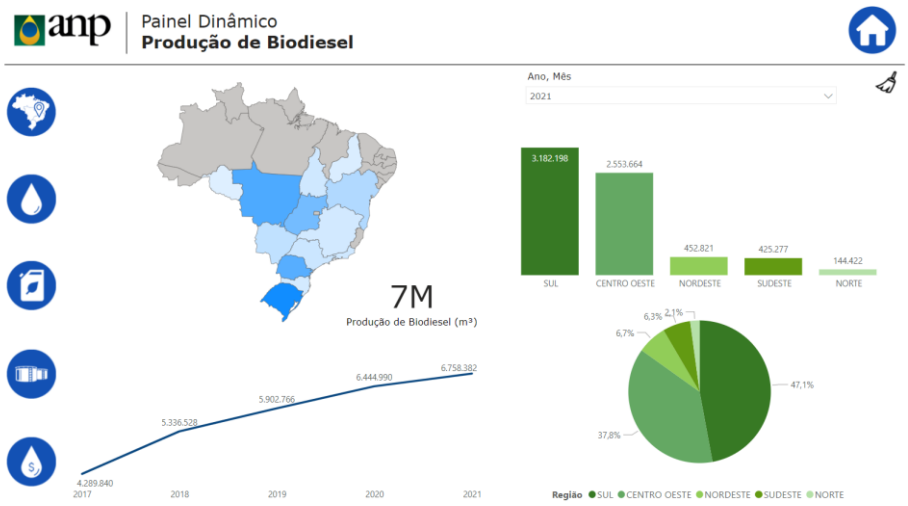


Figura 5 – Histórico do Volume de Biodiesel Produzido

Fonte: ANP, 2022.

Outro aspecto a ser colocado em pauta para fomentar o desenvolvimento e implantação de plantas produtoras de diesel verde é a necessidade de diversificação da matéria prima para produção de biodiesel no Brasil. Hoje a produção é em 72% dos casos, dependente da soja, conforme Figura 6, que é uma commodity extremamente volátil no mercado internacional, podendo pressionar de sobremaneira os produtores e o mercado consumidor final, uma vez que a mistura ao Diesel A é compulsória. O aumento da produção de soja, para fins de produção de biodiesel, exigiria a expansão das fronteiras agrícolas da cultura ou melhoria da taxa de produção através de desenvolvimento tecnológico de uma cultura que já se encontra em elevado nível de produtividade, sem horizontes de um grande salto num curto espaço de tempo. Ao passo que a disponibilidade de etanol de segunda geração já é uma tecnologia dominada e pode ser rapidamente implementada para aumentar sua produção, sem a necessidade de ampliação de fronteiras agrícolas.

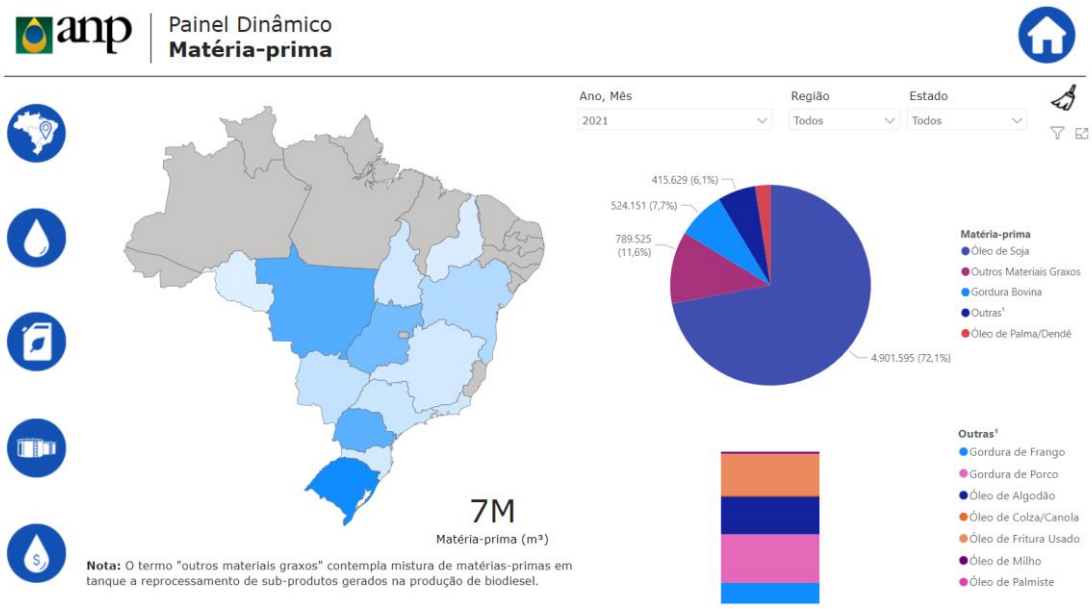


Figura 6 – Principais Matérias Primas Para a Produção de Biodiesel no Brasil

Fonte: ANP,2022.

3. DISCUSSÕES E CONCLUSÕES

A literatura apresenta a rota da oligomerização como uma solução possível para produção de diesel verde a partir do etanol e, tal metodologia já está regulamentada pela ANP. Neste artigo, foi possível analisar dados econômicos que indicam a viabilidade econômico-financeira, estrutural e estratégica para a implantação dessa rota produtiva.

Além de representar mais uma opção para a redução da emissão de gases de efeito estufa, quando se apresenta margens de ganhos financeiros de 29,6% a 40,5%, abre-se no mínimo, uma grande janela de oportunidades para a indústria do etanol estudar a implementação da produção deste produto dentro do conceito de biorefinarias. Dessa forma, o processo seria integrado às plantas de produção de etanol, otimizando recursos de utilidades (energia, vapor, etc.) e de mão de obra especializada.

Ainda, os fatores de ganhos indiretos elencados, por si só já deveriam também fomentar a sociedade e poder público a repensar o assunto e promover

a implantação de políticas de incentivo e desenvolvimento da solução que não ficassem restritas apenas à regulamentação pela ANP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, Painéis Dinâmicos de Produção da Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTlkODYyODctMGJjNS00MGIyLWJmMWItNGJlNDg0ZTg5NjBlIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9&pageName=ReportSection8aa0cee5b2b8a941e5e0%22, Acesso em 04/02/2022.

BRASIL. Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016. Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, para dispor sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 24 mar. 2016. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13263.htm Acesso em 16 jun. 2021.

BRASIL. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/L13576.htm?origin=instituicao Acesso em 19 jun. 2021.

CEPEA/ESALQ, Indicador Semanal do Etanol Hidratado Combustível. Disponível em: https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx, Acesso em 04/02/2022.

BRASIL. Resolução ANP n° 842, de 14 de maio de 2021. Estabelece a especificação do diesel verde, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que o comercializem em território nacional. Brasília: Diário Oficial da União, Brasília, DF, 17 maio

2021. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-842-de-14-de-maio-de-2021-320059616 Acesso em 16 jun. 2020

BRASIL. Resolução ANTT n° Nº 5.949, de 13 de julho de 2021. Altera o Anexo II da Resolução ANTT nº 5.867, de 14 de janeiro de 2020, em razão do disposto nos parágrafos 1º e 2º do artigo 5º da Lei nº 13.703, de 8 de agosto de 2018. Brasília: Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 julho 2021. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-5.949-de-13-de-julho-de-2021-331886614 Acesso em 06 fev. 2022

HASSAN, Masjuki Hj; KALAM, Abul. An overview of biofuel as a renewable energy source : development and challenges. Procedia Engineering, v. 56, p. 39–53, 2013.

HUANG, Daming; ZHOU, Haining; LIN, Lin. Energy Procedia Biodiesel: an Alternative to Conventional Fuel. v. 16, p. 1874–1885, 2012.

ISSARIYAKUL, Titipong; DALAI, Ajay K. Biodiesel from vegetable oils. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 31, p. 446–471, 2014.

REZENDE, Daniel Bastos De; PASA, Vânya Márcia Duarte. Tendências e oportunidades para pesquisas em biocombustíveis. The Jounal of Engineering and Exact Sciences, v. 03, p. 561–572, 2017.

SCALDAFERRI, C. A. Síntese de bio-hidrocarbonetos via catálise heterogênea para a produção de bioquerosene de aviação e diesel verde. 2019. Tese (Doutorado em Química) - Departamento de Química do Instituto de Ciências Exatas. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

CONTROLE DE TENSÃO E FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO ISOLADA: UMA ALTERNATIVA UTILIZANDO LÓGICA BINÁRIA

Claudinilson Luczkiewicz[1]; Edson da Costa Bortoni[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Este artigo, apresenta uma alternativa ao estudo da geração de energia em sistemas isolados, surge como opção para solucionar o problema de estabilidade de tensão e da frequência em regime permanente para um gerador de indução. Tem como objetivo utilizar um controle por lógica binária e chaveamento estático tiristorizado e em anti-paralelo por fase, no controle de cargas lastro auxiliares, e a aplicação inovadora de metodologias computacionais por algoritmos de inteligência coletiva para melhorar os ganhos do controlador PID. O controle de potência pode ser realizado pela variação do valor eficaz de tensão. Também é apresentado uma introdução da aplicação na implementação de uma microcentral hidrelétrica com um gerador de indução que se mostra eficaz, onde o controle pela lógica binária é utilizado para a variação da frequência.

Palavras-chave: Máquina de indução; Operação isolada; Lógica binária.

ABSTRACT

This article presents an alternative to the study of energy generation in isolated systems, it appears as an option to solve the problem of voltage and frequency stability in a steady state for an induction generator. Its objective is to use control by binary logic and thyristorized static switching and in anti-parallel per phase, in the control of auxiliary ballast loads, and the innovative application of computational methodologies by collective intelligence algorithms to improve the gains of the PID controller. Power control can be performed by varying the Root mean square. It is also presented an introduction of the application in the implementation of a micro hydroelectric plant with an induction generator that

proves to be effective, where the control by binary logic is used to vary the frequency.

Keywords: Induction machine; Isolated operation; Binary logic.

1. INTRODUÇÃO

Crescentes estudos na forma alternativa de geração de energia e em pequenos sistemas de geração isolada têm se tornado cada vez mais objetos de pesquisa através da energia solar, energia eólica e na geração em pequenas centrais hidrelétricas através de microturbinas acopladas a um gerador de indução, o que representa um motor elétrico de indução operando como gerador. Destacando-se como uma alternativa viável e de baixo custo na geração de energia elétrica em pequenas centrais hidroenergéticas (ILUPJU; INAMBAO, 2017).

Em (RESEK; BRAGA; VIANA, 2008) propôs um estudo em geradores de indução na geração de energia elétrica em microcentrais hidrelétricas operando através de uma bomba de fluxo. Onde invertendo o fluxo de água na bomba e ainda trabalhando na altura e na vazão em relação aos dados nominais do fabricante em laboratório, foi possível obter os coeficientes experimentais necessários para a bomba operar como turbina.

Na operação como gerador, é preciso garantir que a frequência de escorregamento seja negativa por meio do processo de interação entre o fluxo residual da máquina de indução e o banco de capacitores conectados aos terminais elétricos, desse modo pode se obter a autoindução provocando um crescimento da tensão no terminal elétrico de acordo com a equação 1 apresenta a curva de conjugado versus rotação para a máquina assíncrona (CHAPMAM; LASCHUT, 2013).

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (1)$$

Sendo; s é o escorregamento, n velocidade do rotor [rpm] e ns é a velocidade síncrona [rpm]. E na figura 1 apresenta a curva de conjugado versus rotação para a máquina assíncrona trifásica de indução.

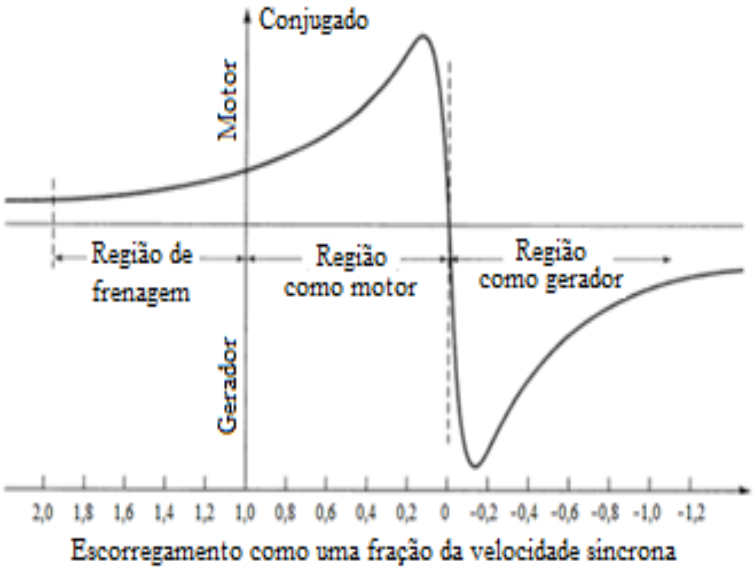


Figura 1 – Curva característica para a máquina de indução

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para a metodologia de controle será utilizada uma carga lastro auxiliar, operando de forma paralela com a carga principal, de modo que quando for requerido a carga principal a carga lastro possa ser automaticamente reduzida e vice-versa, conforme a configuração da figura 2 (BOLDEA, 2015).

No momento em que as cargas dos equipamentos que irão desenvolver trabalho forem conectadas as linhas do gerador. O gerador exigirá uma maior corrente de magnetização para poder suprir as cargas elétricas dos equipamentos, nestas características considerando um aumento da carga ativa aplicada aos terminais do gerador, implicará em uma queda da frequência síncrona e na tensão gerada que poderá ser suprida pela variação da carga lastro auxiliar através de um controlador eletrônico de potência que poderá aumentar ou reduzir a carga no lastro conectado ao gerador mantendo assim a

carga total igual à carga nominal permitida do gerador conforme apresenta a figura 3.

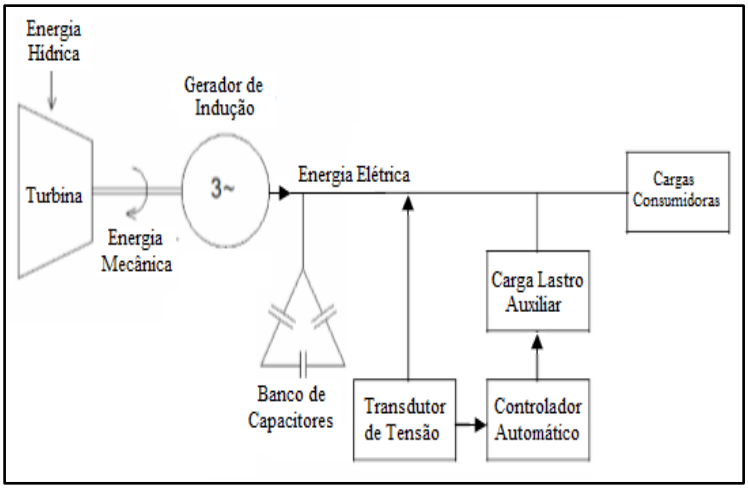


Figura 2 – Configuração do sistema do gerador controlado por uma carga lastro auxiliar

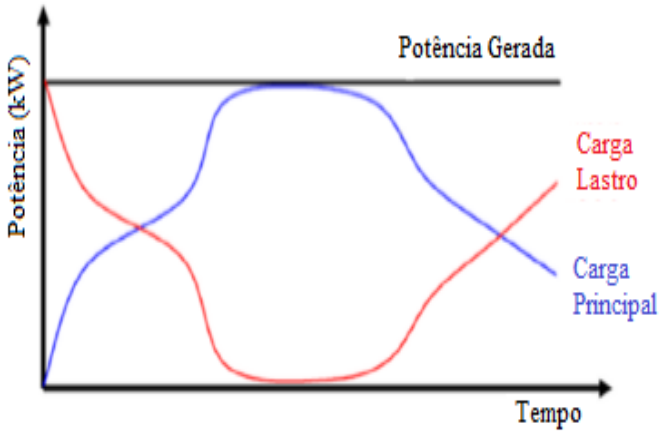


Figura 3 – Demanda de energia constante do gerador (Carga principal x Carga lastro)

2.1 Controlador Eletrônico de Potência

O controle da tensão aplicada na carga lastro do tipo resistiva, é obtido variando o ângulo de disparo (α) em função da frequência angular de fase no tempo (ωt), definida no intervalo de condução (π) de cada tiristor ligado em antiparalelo por fase. Quanto mais cedo for definido o ponto do ângulo de disparo para cada tiristor, maior será a tensão aplicada a carga (ALMEIDA, 2018). O

valor eficaz da tensão aplicada a carga lastro auxiliar resistiva para um determinado ângulo α pode ser calculado pela equação 2. Sendo; Vs(t)=Vs sin (θ) e θ = ωt.

$$Vo_{ef} = \sqrt{\frac{1}{\pi}\int_{\alpha}^{\pi} (\mathrm{Vs}\sin(\theta))^2 \, d\theta} \quad (2)$$

Como proposta alternativa, a figura 4, apresenta uma possibilidade para a utilização de um controle chaveado utilizando cargas lastro resistivas ligadas em paralelo com a carga principal.

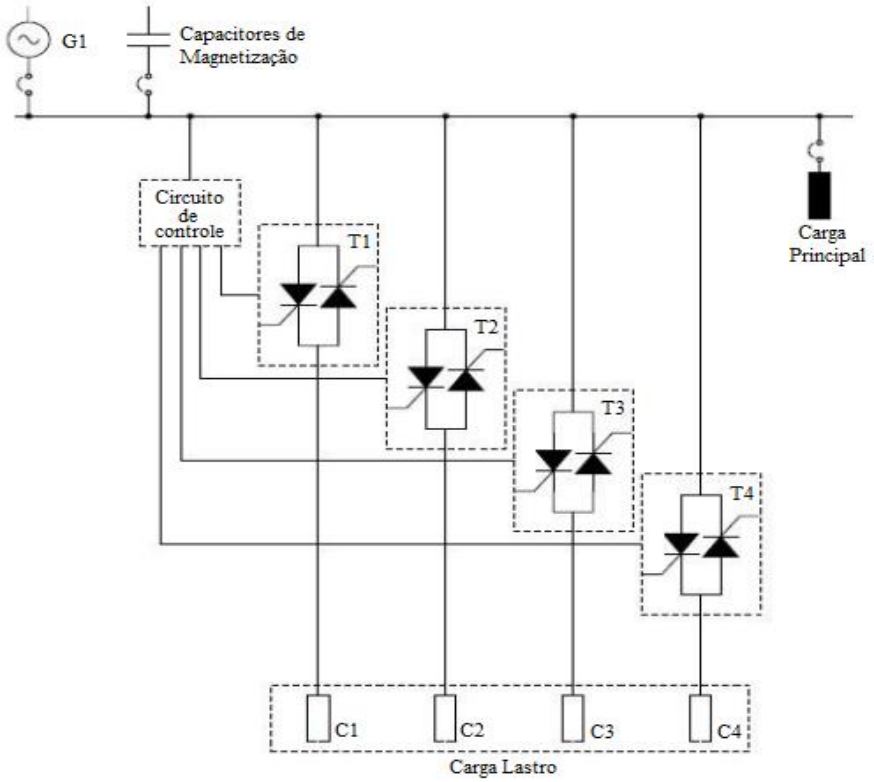


Figura 4 – Configuração proposta para controle das cargas lastro chaveadas

O controlador tem o objetivo de garantir a tensão do gerador em funcionamento adequado e estável sem a ocorrência de variações bruscas. Contudo, com o objetivo de melhorar os ganhos do controlador PID, através da

metodologia computacional de algoritmos de inteligência coletiva baseada no enxame de organismos sociais como animais que interagem entre si. Pretende-se realizar um comparativo de ganhos ao controlador PID através das metodologias de análise que são baseadas em uma população e realizar o chaveamento das cargas lastro auxiliares a um modo de controle binário.

2.2 Técnicas de controle Propostas

A análise comparativa visa verificar os ganhos referentes as técnicas dos algoritmos como o otimizador de enxame de partículas – PSO, algoritmo de explosão de mina – MBA e o algoritmo otimizador do lobo cinzento – GWO.

O PSO apresenta as características de determinação para uma solução em otimização estocástica, tem como objetivo apresentar uma solução ótima para um determinado problema baseado em um espaço de busca. No processo de interação do algoritmo todas as partículas tendem a convergir para uma solução ótima de acordo com a velocidade e a posição de cada partícula pela interação na equação 3 (GOVINDAN, 2020).

$$V_{id}(t+1) = \omega\, V_{id}(t) + C_1\, rand(0,1)\left[P_{best_i}(t) - X_{id}(t)\right] + C_2\, rand(0,1)\left[N_{best_i}(t) - X_{id}(t)\right] \quad (3)$$

Onde, $V_{id}(t+1)$ é a velocidade da partícula id na interação t, ω é o fator de inercia da partícula, C_1 constante do fator cognitivo da partícula, C_2 constante do fator social da partícula, $rand(0,1)$ valores aleatórios distribuídos uniformemente em um intervalo entre 0 e 1, $P_{best_i}(t)$ melhor posição da partícula id encontrada até a interação t, $N_{best_i}(t)$ é a melhor posição que qualquer partícula esteve posicionada e $X_{id}(t)$ posição da partícula id na interação t.

O MBA é baseado na observação da explosão de uma bomba em uma mina, tem seu início de interação através de um ponto inicial de disparo, e requer uma população inicial (Npop) de indivíduos ao primeiro disparo, produzindo vários indivíduos como fragmentos de estilhaços em um número de população inicial conforme a equação 4 (MAJUNDAR, 2014; SADOLLAH, 2012).

$$X_0^f = LB + rand(UB - LB) \quad (4)$$

Onde; X_0, é o primeiro ponto de explosão produzido, f, primeiro ponto de disparo (f=1, 2, 3 ...) LB, limite inferior de indivíduos do problema, UB, limite superior de indivíduos do problema e $rand$ é um valor arbitrário uniformemente distribuído entre [0,1].

A busca por uma melhor solução possível a cada estilhaço, na equação 5, propõe um intervale de busca entre $(LB < d_0 < UB)$. Assim a distância inicial será o valor de busca d_0 multiplicado por um valor aleatório. O espaço de exploração pode ser definido na equação 6 e a posição inicial na equação 7.

$$d_0 = (UB - LB) \quad (5)$$

$$d_{n+1}^f = d_n^f(|randn|)^2, \qquad n = 0, 1, 2, 3 \ldots \quad (6)$$

$$X_{e(n+1)}^f = d_{n+1}^f \cos(\theta), \qquad n = 0, 1, 2, 3 \ldots \quad (7)$$

O algoritmo de otimização GWO é inspirado na hierarquia de liderança e no mecanismo de caça de lobos cinzentos na natureza. Assim como o comportamento dos lobos cinzentos, a técnica do algoritmo consiste em realizar três etapas: procurar o objetivo, perseguir, cercar e finalmente atacar o objetivo.

O processo de busca se inicia definindo o tamanho da população dos lobos cinzentos. Os vetores de coeficientes de buscas $\vec{A}$ e $\vec{C}$ são definidos pelas equações 8 e 9 que representa a etapa de caça, sendo que a posição de cada lobo cinzento da alcateia é atualizada a cada interação reproduzindo a atualização das soluções (MIRJALILI; LEWIS, 2014).

$$\vec{A} = 2a^t \vec{r_1} - a^t \quad (8)$$

$$\vec{C} = 2\vec{r_2} \quad (9)$$

Onde; $\vec{A}$ e $\vec{C}$ são os vetores coeficientes de busca, $\overrightarrow{r_1}$ e $\overrightarrow{r_2}$ são vetores aleatórios entre [0,1], a a componente linear decrescente, com início em 2 e finalizando em 0 em uma parcela de 0,1 a cada interação, t é a interação de atualização ao processo de convergência.

No processo de busca pelo objetivo, é conduzida pelo lobo que está no topo da hierarquia e complementada de acordo com as demais bases seguidas da hierarquia sendo suas posições atualizadas de acordo com as equações 10 e 11 a cada passo de interação.

$$\vec{D}_i^t = \left|\vec{C}\vec{X}_p^t - \vec{X}_i^t\right| \tag{10}$$

$$\vec{X}_i^{t+1} = \vec{X}_p^t - \vec{A}\,\vec{D}_i^t \tag{11}$$

Sendo; $\vec{D}_i^t$ a distância entre o lobo e a preza, t a interação atual ao processo de convergência, $\vec{X}_p^t$ é o vetor de posição da presa e $\vec{X}_i^t$ indica o vetor da posição do lobo.

Não tendo certeza exata do local da preza. Através lobos considerados os melhores agentes de busca, é suposto que a posição estimada atualizada $\vec{X}_i^{t+1}$ é estabelecida pela média do deslocamento dos lobos dominantes e os demais são forçados a segui-los. Conforme as equações 12, 13 e 14.

$$\begin{aligned}\vec{D}_\alpha &= \left|\vec{C}_1\,\vec{X}_\alpha^t - \vec{X}_i^t\right| \\ \vec{D}_\beta &= \left|\vec{C}_2\,\vec{X}_\beta^t - \vec{X}_i^t\right| \\ \vec{D}_\delta &= \left|\vec{C}_3\,\vec{X}_\delta^t - \vec{X}_i^t\right|\end{aligned} \tag{12}$$

$$\begin{aligned}\vec{X}_1 &= \vec{X}_\alpha^t - \vec{A}_1\,\vec{D}_\alpha \\ \vec{X}_2 &= \vec{X}_\beta^t - \vec{A}_1\,\vec{D}_\beta \\ \vec{X}_3 &= \vec{X}_\delta^t - \vec{A}_1\,\vec{D}_\delta\end{aligned} \tag{13}$$

$$\vec{X}_i^{t+1} = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (14)$$

2.3 A otimização de forma Binária

Os algoritmos evolutivos PSO, MBA e GWO tiveram seu desenvolvimento para solucionar problemas com variáveis reais. No entanto, o objetivo do desenvolvimento desta pesquisa, é estabelecer uma técnica comparativa entre os algoritmos de controle com atuação binária.

Dessa forma, se faz necessário adaptar os algoritmos para que eles possam operar com variáveis discretas, aplicando a função sigmóide da equação 15 para uma solução de forma binária (MIRJALILI, 2014; REMANI, 2015; EMARY, 2016).

$$S_{(x)} = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (15)$$

A carga auxiliar plena pode ser formada por um arranjo na combinação de cargas de menores potências a fim de formar a potência total absorvida pela carga auxiliar. A quantidade de combinações possíveis pode ser definida pela equação 16 e as potências distribuídas na equação 17.

Onde, $N_{(combinacoes)}$ define o número de combinações possíveis, n é o número de arranjo e P_a é a potência do arranjo combinatório binário, P_t é a potência total da carga consumidora e P_c é a potência da carga do arranjo.

$$N_{(combinacoes)} = 2^n \quad (16)$$

$$P_a = \frac{P_t - \sum_{i=a+1}^{n} P_c}{2^a - 1} \quad (17)$$

Na tabela 1 pode ser verificada o modelo para o arranjo de possíveis combinações binárias para ativação das cargas lastro auxiliares. Onde, 0 representa a carga desativa e 1 a carga ativada pelo controlador.

Tabela 1 – Arranjo Binário de Cargas Lastro Auxiliares

Número de Combinações	Arranjo Binário de Cargas Auxiliares				
	Carga_n [W]	Carga_4 [W]	Carga_3 [W]	Carga_2 [W]	Carga_1 [W]
0	n...	0	0	0	0
1	n...	0	0	0	1
2	n...	0	0	1	0
3	n...	0	0	1	1
4	n...	0	1	0	0
5	n...	0	1	0	1
6	n...	0	1	1	0
7	n...	0	1	1	1
8	n...	1	0	0	0
9	n...	1	0	0	1
10	n...	1	0	1	0
11	n...	1	0	1	1
12	n...	1	1	0	0
13	n...	1	1	0	1
14	n...	1	1	1	0
15	n...	1	1	1	1
16	n...	n...	n...	n...	n...

3. DISCUSSÕES

Uma aplicação utilizando lógica binária na ativação do arranjo das cargas lastro para o controle da frequência com um gerador de indução de 45[kW] foi realizada no Laboratório Avançado para Microcentrais Hidrelétricas do Ministério de Minas e Energia, localizado na fazenda Boa Esperança na Serra da Mantiqueira, no Município de Delfim Moreira no sul do Estado de Minas Gerais. Com demanda média de 13kW, funcionando 24 horas por dia, a

microcentral é um modelo que pode ser implementado em comunidades rurais. A figura 5 apresenta o modelo da implementação do controle (BRAGA, 2015).

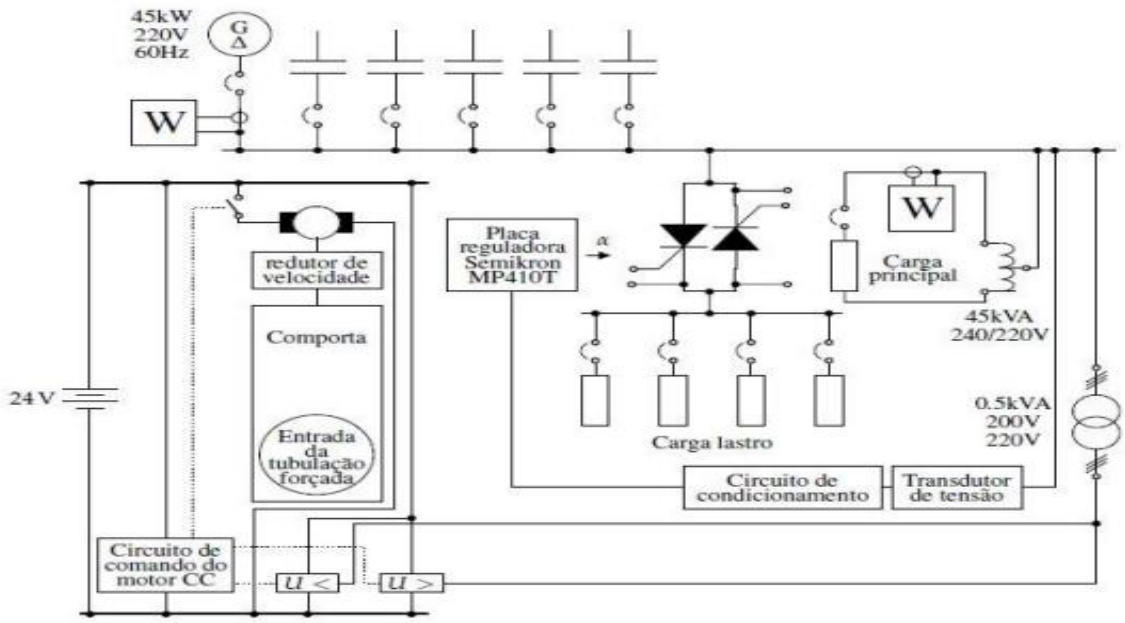


Figura 5 – Diagrama Unifilar do Sistema Controlador

O gerador de indução se mostra eficaz nesta aplicação, onde a carga é controlada por um conversor CA-CA com tiristores em antiparalelo. O Banco de capacitores ligado em delta tem o total de 30[µF] por fase, o controle de subtensão e sobretensão é realizado por relés que supervisionam a tensão do gerador que são alimentados por um barramento em 24V contínuo que é conectado a um transformador. O resultado da tensão de saída do gerador de indução, para a entrada e saída de uma carga com potência equivalente a 3[KW] do sistema controlador é apresentado na figura 6. a carga é referente a uma câmara frigorífica da fábrica de gelo da fazenda, onde pode observar uma ideal atuação do controle de tensão de maneira estável e com rapidez satisfatória livre de harmônicos, para entrada e saída de carga principal.

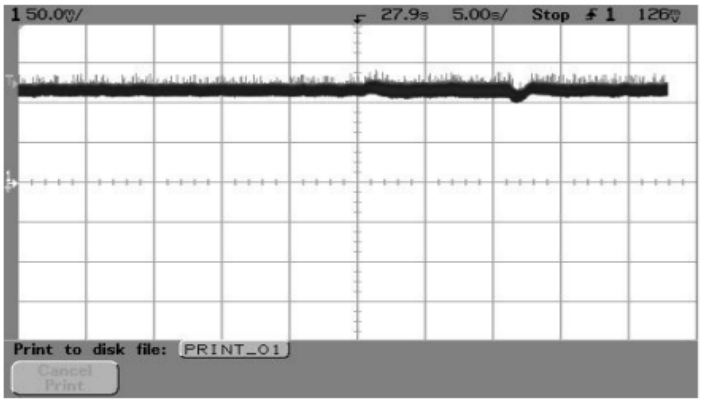


Figura 6 – Resposta obtida da tensão do gerador, para entrada e saída de uma carga

4. CONCLUSÕES

A proposta da pesquisa apresenta uma alternativa para ser aplicado em geração do tipo isolada principalmente no meio rural, o que também não impede de ser aplicado em um sistema de geração distribuída. O sistema de controle utilizando lógica binária e chaves estáticas mostrou-se eficaz e robusto em relação a um sistema chaveado com contatores mecânicos por não apresentar desgastes ao longo do tempo e não introdução de harmônicos. No entanto, ocorrem variações na tensão durante os ensaios.

Portanto, está aplicação reforça o propósito para realizar o controle do gerador de indução de forma paralela para a variação de tensão e da frequência empregando uma lógica de forma binária. Para o controle chaveado por histerese proposto, estabelece-se uma janela de operação de tensão inferior e tensão superior aceitáveis, por exemplo de 5 volts, para mais ou para menos em relação a tensão nominal. Permanecendo a tensão do gerador dentro desta janela histerese, não ocorrerá variação da carga lastro auxiliar, pois com o auxílio de um contador permanecerá fixo, sem alterações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, J.L.A. Dispositivos Semicondutores – Tiristores - Controle de Potência em CC e CA. ÉRICA, Edição 13, 2018, São Paulo – SP

BOLDEA, I. Variable Speed Generators. CRC Press, Edição: 2, Volume 2, 2015

BRAGA, A.V; REZEK, A.J.J; BERNARDES, D.F; MARQUES, G.R; RODRIGUES, J.C.G; VICENTE, J.M.E; SIMÕE, L.H; SILVA, V.F. Frequency Control of Induction Generator in Standalone Operation Using Bynary Logic. MAE, 2015, Second International Conference on Advances in Mechanical and Automation Engineering, Abril 18-19, 2015, Roma – Italia

CHAPMAN, S.T; LASCHUT, A. Fundamentos de Máquinas Elétricas. AMGH; Edição: 5, 2013, Porto Alegre

EMARY, E; ZAMBAA, H.M; HASSANIEN, A.E. Binary grey wolf optimization approaches for feature selection. Elsevier. v. 172, p. 371-381, 2016.

GOVINDAN, P. Evolutionary Algorithms-Based Tuning Of PID Controllerfor An AVR System. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE) 2020. Vol. 10, No. 3, Junho 2020, pp. 3047-3056.

ILUPJU, S.A.O; INAMBAO, F.L. Maximising Power Generation in a Small Hydropower System using Pumped Storage Technology. Proceedings of the World Congress on Engineering. Vol. II. WCE 2017, Julio 5-7, 2017, Londres U.K

MAJUMDAR, S; MANDAL, K; CHAKRABORTY, N. Performance Study of Mine Blast Algorithm for Automatic Voltage Regulator Tuning. IEEE Transactions on Industry Applications. 2014 Annual IEEE India Conference (INDICON), Dezembro 11-13, 2014, Pune – India

MIRJALILI, S; MIRJALILI, S.M; LEWIS, A. Grey Wolf Optimizer. Advances in engineering software, Elsevier, v. 69, p. 46-61, 2014.

REMANI, T; JASMIN, E.A; AHAMED, I.T.P. Load scheduling with Maximum Demand using Binary Particle Swarm Optimization. 2015 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy), 2015, pp. 294-298, Kollan – India

REZEK, A.J.J; BRAGA, A.V; VIANA, A.N.C; MEDEIROS, D.M. Operação do gerador de indução com controle de tensão e frequência. VI Simpósio Brasileiro

sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, Belo Horizonte, MG, Brasil, abril 2008.

SADOLLAH, A; BAHREININEJA, A; ESKANDAR, H; HAMDI, M.S. Mine Blast Algorithm: A new population based algorithm for solving constrained engineering optimization problems. ELSEVIER. Applied Soft Computing 13. 2592-2612. Novembro 2012.

CONTROLE DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA REDUÇÃO DE IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Gabriel Guirao de Oliveira[1]; Iuri Castro Figueiró[1]; Caroline Beatriz Fucks Darui[1]; Alexandre dos Santos Roque[1]; Romulo Madrid de Mello[1]; Matheus Souza da Cruz[2]

[1]Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões;
[2]Universidade Federal de Santa Maria

RESUMO

A integração da geração distribuída fotovoltaica (FV) nas redes de distribuição do Brasil cresceu exponencialmente nos últimos anos. Apesar da adesão desses sistemas de microgeração serem benéficos do ponto de vista de perdas elétricas, o aumento massivo pode acarretar em vários problemas de qualidade de energia, a exemplo de sobretensão, fluxo reverso e carregamento excessivo de alimentadores e transformadores. Embora os sistemas de armazenamento em baterias já tenham se mostrado uma promissora forma de mitigar os impactos negativos da injeção de potência na rede de baixa tensão, sabe-se que em certos níveis de penetração FV, o armazenamento por si só não garante que a rede opere nos limites adequados. Assim, o uso controlado dos sistemas de baterias tem se mostrado uma forma confiável de expandir esse limiar de penetração, enquanto mantém a rede dentro dos indicadores de qualidade de energia. O presente trabalho analisou a implementação de um sistema de controle para o armazenamento, que possibilitou a redução dos valores de reversão do fluxo de potência e da demanda máxima da rede, assim como a redução dos outros parâmetros relacionados a qualidade de energia.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Baterias, Sistemas de Armazenamento, Controle de Armazenamento, Qualidade de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The integration of photovoltaic distributed generation in distribution networks in Brazil has grown exponentially in recent years. Although the integration of these microgeneration systems is beneficial, reducing power losses, the massive increase can lead to several power quality problems, such as overvoltage, reverse power and over loading of feeders and transformers. Although battery storage systems have already proven to be a promising way to mitigate the negative impacts of power injection into the low voltage network, it is known that at certain levels of photovoltaic penetration, storage by itself does not ensure that the network operate within its proper limits. Thus, the controlled use of battery systems has proven to be a reliable way to expand this penetration threshold, while keeping the network within power quality limits. The present research work aimed to analyze the effect of controlling the storage of energy from photovoltaic generation, which enabled a reduction in the maximum power flow reversal values of the grid, as well as a reduction in other parameters related to power quality.

Keywords: Distributed Generation, Batteries, Storage Systems, Storage Control, Power Quality.

1. INTRODUÇÃO

A potência instalada de sistemas fotovoltaicos (FV) tem aumentado substancialmente nos últimos anos, especialmente em redes de baixa tensão, caracterizados principalmente por consumidores comerciais e residenciais. Apesar dos benefícios, a inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica traz consigo alguns impactos negativos no que diz respeito a qualidade de energia da rede. Dado os perfis de consumidores residenciais padrões, a máxima geração de FV ocorre simultaneamente com o baixo consumo de carga residencial, o que potencialmente causa uma sobretensão, principalmente em redes mais precárias (HASHEMI; ØSTERGAARD, 2018). Dado a característica bidirecional da geração distribuída, existe também o problema relacionado ao fluxo reverso de potência, que em níveis elevados podem causar dificuldade na

operação do sistema, ameaçando a sincronização da proteção e promovendo a elevação ou redução de tensões nas redes e transformadores (DARUI, 2017).

Sistemas de armazenamento em baterias tem sido uma opção viável para a regulação de tensão, suavização das características intermitentes do FV, redução do pico de carga e redução nas perdas de energia, assim como no carregamento de linhas nas redes de distribuição. Do ponto de vista da concessionária, o armazenamento pode ajudar a mitigar impactos na rede de distribuição, permitindo as distribuidoras postergar investimentos em reforços no sistema elétrico (DA CRUZ, 2019).

Porém, estudos apontam que em períodos de máxima geração e baixa demanda, o armazenamento não consegue mitigar totalmente os problemas na rede (OCHOA et al, 2020). Em dias ensolarados com ninguém em casa, sistemas de armazenamento começam a carregar com o excesso de geração de FV relativamente cedo pela manhã, rapidamente chegando em seu estado máximo de carga (*full state-of-charge*), antes mesmo dos maiores níveis de geração ocorrerem. Consequentemente, dado que o sistema não consegue mais armazenar geração FV depois dessa condição, o excesso será novamente alimentado a rede elétrica. Por isso, problemas similares a alta penetração de FV em sistemas residenciais pode ocorrer ainda que associados com sistemas de armazenamento a bateria (OCHOA et al, 2020). Acerca dessas considerações, o presente trabalho tem como objetivo analisar o efeito do controle do armazenamento da energia oriunda da geração FV, a fim de verificar o impacto na capacidade de hospedagem do sistema, considerando os aspectos de qualidade de energia.

2. METODOLOGIA

Levando em consideração o objetivo de analisar os impactos da inserção de um método de controle sobre os sistemas de armazenamento de energia, a metodologia proposta foi organizada em etapas, que serão descritas e abordadas a seguir, nos subtópicos desta seção. A simulação dos fluxos de

potência da rede foi realizada no *software* OpenDSS, e a análise dos dados obtidos, conduzida no ambiente Excel®.

2.1. Curvas de carga

O presente trabalho conta com a contribuição dos estudos desenvolvidos por Darui (2017) e Da Cruz (2019) na obtenção de curvas que consideram diferentes níveis de integração de geração FV e a integração de sistemas FV conectados à rede com a possibilidade de armazenamento em bancos de bateria. Utilizando a metodologia para o dimensionamento dos bancos de baterias proposta por Da Cruz (2019), e com base nas curvas projetadas por Darui (2017) para os diferentes níveis de integração, pôde-se caracterizar as curvas para os tipos de consumidores residenciais e comerciais quando inserido um sistema de controle ao sistema de bateria associado a geração FV.

2.1.1. Método dos quantis

A metodologia elaborada por Knak Neto (2017), permite obter curvas de carga capazes de representar as diferentes caracterizações do consumidor, estabelecendo uma análise mais robusta acerca das incertezas associadas a geração distribuída fotovoltaica. As curvas típicas através dos quantis representativos também são capazes de demonstrar a influência de fontes de geração baseadas em recursos estocásticos, diferentemente dos métodos tradicionais onde as curvas típicas são elaboradas através da normalização de valores (DARUI, 2017).

2.2. Dimensionamento do Banco de Baterias

Para cada consumidor com FV será associado um sistema de armazenamento a bateria (SAB) conforme proposto e dimensionado por Da Cruz (2019), onde cada faixa de consumidor tinha a sua capacidade de armazenamento definida pelo comportamento médio da curva de carga líquida anual. Embora todas as simulações do presente trabalho tenham sido feitas considerando dias típicos ensolarados de verão, a capacidade nominal do

sistema de armazenamento foi mantida tanto para possibilitar a comparação dos diferentes cenários, quanto para evitar o superdimensionamento do mesmo.

2.3. Metodologia de Controle

Toda a parte de controle e simulação foi desenvolvida no *software OpenDSS*. Para o controle do armazenamento foi empregada a função *StorageController*, que permite controlar vários elementos *storage* ao mesmo tempo, sendo o *storage* um modelo genérico de armazenamento em baterias. O *StorageController* executa o mesmo comando de operação para cada bateria conectada ao conjunto de armazenadores correspondente. Foram estipulados *triggers* de acionamento relacionados ao período do dia, tanto para carga quanto despacho de energia. Para isso foi empregado o modo *Time* como modo de operação do *StorageController*, parametrizando os seguintes valores:

- Modo de Descarga (*DischargeMode*): Todos os elementos *storage* descarregam assim que a simulação passa pela hora do dia especificada. As baterias param de descarregar quando sua capacidade chega ao valor limite estipulado de 20%;
- Modo de Carga (*ChargeMode*): Todos os elementos *storage* carregam assim que a simulação passa pela hora do dia especificada. As baterias trocam para o modo inativo quando estão totalmente carregadas.

As taxas de carregamento ou descarregamento são estipuladas pelos comandos *%RateCharge* e *%RateDischarge*. Foi adotado uma taxa de carregamento de 100% e uma taxa de descarregamento de 50%. Com essa taxa de descarregamento foi possível disponibilizar uma quantidade de potência por um tempo mais estendido, suavizando as curvas de demanda de energia em alguns dos casos estudados. Foram designados um ou mais controladores para cada tipo de consumidor, com diferentes horários para os triggers de carga e descarga, de acordo a necessidade da rede, tendo como parâmetro as curvas bases de cada faixa de consumo.

2.3.1. Curvas base

Para os cenários de comparação foram considerados os cenários onde existe apenas a geração FV, e a geração FV com despacho aleatório (sem controle de armazenamento). Para o primeiro caso, foram analisadas as curvas estudadas por Darui (2017), e para o segundo caso foram empregados controladores para cada faixa de consumidores de cada sistema, usando o modo de carga/descarga *Loadshape* do *StorageController*. No modo *LoadShape*, ambos carga e descarga seguem precisamente uma curva dada, carregando para valores negativos e descarregando para valores positivos dessa curva, numa taxa correspondente ao valor por unidade da mesma.

2.4. Delimitação dos Cenários e Simulação

Para a delimitação dos cenários, será utilizado uma topologia abordada por Darui (2017), que fornecem a configuração de uma rede de distribuição BT, que contam com uma base de dados reais, onde o condutoramento foi adaptado de forma a aproximar-se das redes existentes no sul do Brasil.

2.4.1. Sistemas

Os estudos de caso realizados levaram em consideração cenários compostos predominantemente por consumidores residenciais ou comerciais, classificados respectivamente como sistema I e II, onde o sistema I foi analisado considerando a integração de 37,5%, 70% e 100% dos consumidores com FV, e o sistema II com a integração de 32,6%, 60,9% e 100% dos consumidores com FV. Cada cenário será analisado considerando os quantis 0,5 e 0: o quantil 0,5 representa uma condição mediana do saldo de potência, enquanto o quantil 0 representa uma condição de maior contribuição da geração FV na curva.

2.4.2. Simulação do fluxo de potência

Simulou-se o fluxo de potência para cada cenário dentro do próprio ambiente do OpenDSS, a fim de verificar as condições de operação dos sistemas

e analisar as grandezas de interesse: tensão e corrente nas barras e o fluxo de potência ativa e reativa em todas as linhas.

3. SIMULAÇÃO E RESULTADOS

As simulações foram realizadas a partir de dois sistemas, I e II. As informações referentes aos números de consumidores, faixas de consumo e a capacidade nominal do transformador de sistema constam na Tabela 1. As respectivas faixas de consumo foram representadas por F1, F2. F3 e F4, classificadas de acordo com o módulo 2 do PRODIST.

Tabela 1 - Consumidores presentes nos sistemas estudados

Sistemas	***Número de Consumidores***								**Total**	**Capacidade Do Transformador**
	Residenciais				**Comerciais**					
	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4		
Sistema I	2	19	13	3	1	2	-	-	40	75 kVA
Sistema II	7	-	-	1	20	11	9	-	48	112,5 kVA

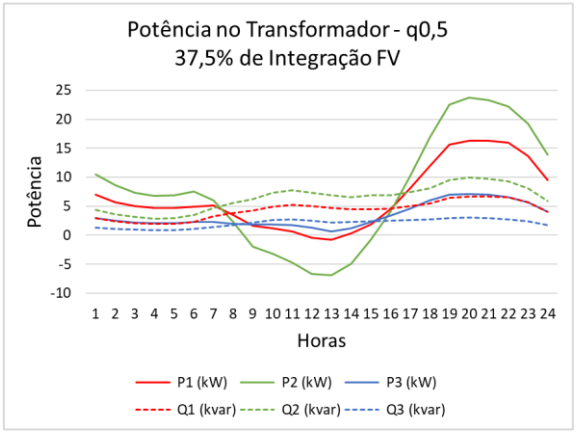
3.1. Sistema I

O sistema I é composto predominantemente por consumidores residenciais. Para cada cenário de integração, considerou-se os consumidores com FV aleatoriamente, através de Monte Carlo (DARUI, 2017).

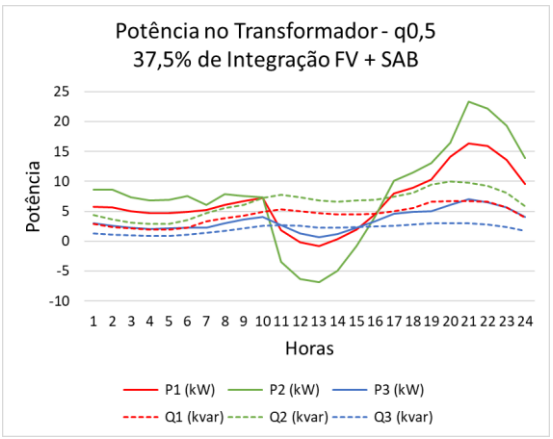
3.1.1. – Sistema I com 37,5% de integração para o quantil 0,5

A seguir serão apresentados alguns dos cenários estudados para demonstrar a aplicação da metodologia abordada. As curvas bases para o sistema I quando integrados 37,5% dos consumidores a geração FV, para o quantil 0,5 são apresentados na **Error! Reference source not found.**. Como pode ser observado na Figura 1(c), houve uma redução significativa na reversão do fluxo de potência quando comparado com os cenários base, nos períodos de máxima geração. Percebe-se também a suavização da demanda de consumo, no período das 19 as 21 horas, que correspondem ao horário de ponta de um consumidor residencial.

(a)



(b)



(c)

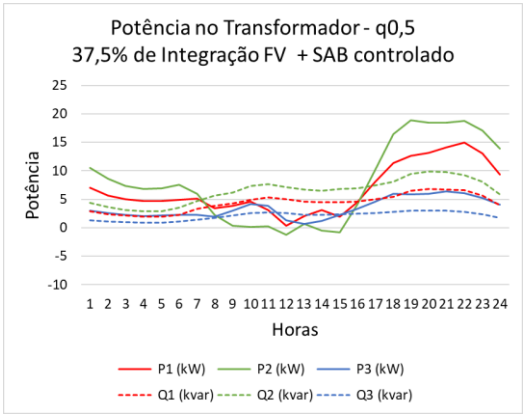


Figura 1 - Curvas para o cenário Sistema I – 37,5% de integração

Os níveis de tensão e corrente são apresentados na Figura 2.

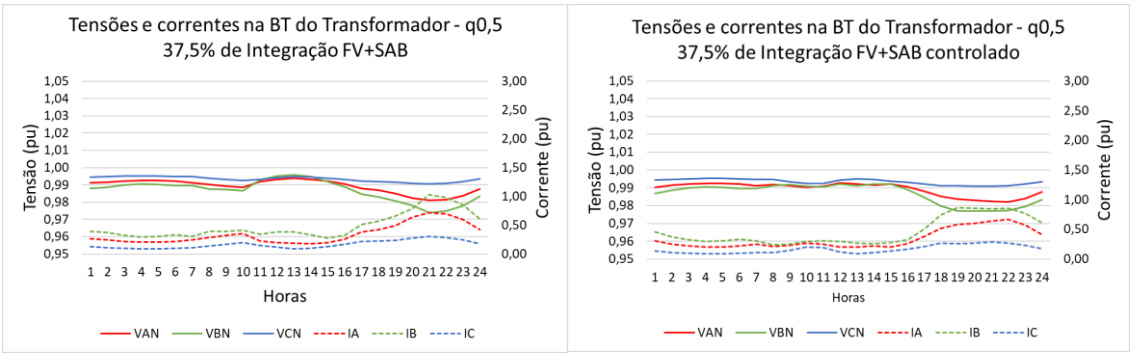


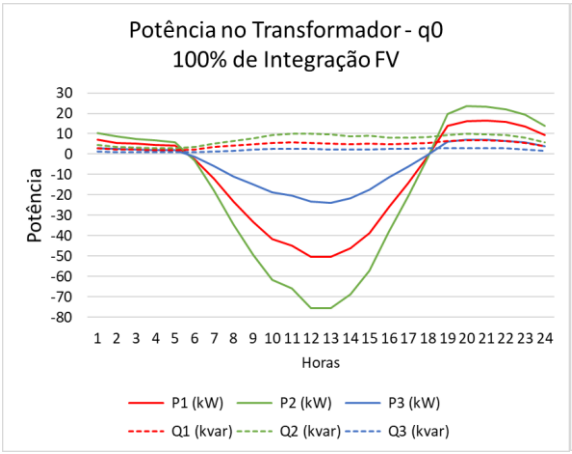
Figura 2 - Tensão e corrente para o cenário base FV+SAB e o cenário com controle

A diminuição dos níveis de reversão de fluxo e pico de demanda refletem diretamente nos níveis de tensão e corrente dos cenários analisados. Com a diminuição, ocorre também a suavização dos parâmetros analisados.

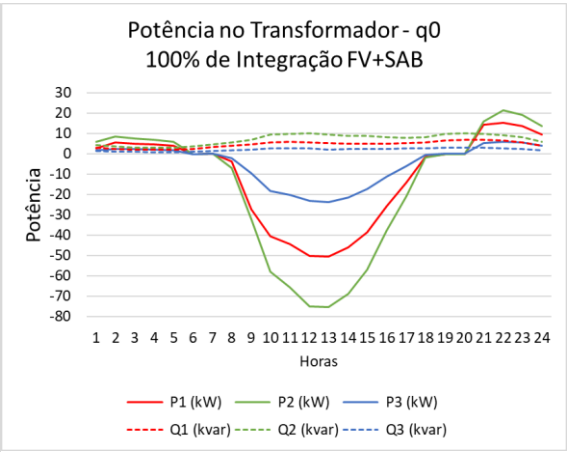
3.1.2. – Sistema I com 100% de integração FV para o quantil 0

Representando o caso mais extremo de integração FV, as curvas base pra o quantil 0 são apresentadas na Figura 3. De maneira análoga ao cenário anterior, também é possível perceber a diminuição do fluxo de potência reverso e da curva de demanda no horário de ponta. Porém, dado as características extremas do cenário, mesmo com a metodologia de controle aplicada, obteve-se altos níveis de injeção de potência na rede por parte do sistema FV.

(a)



(b)



(c)

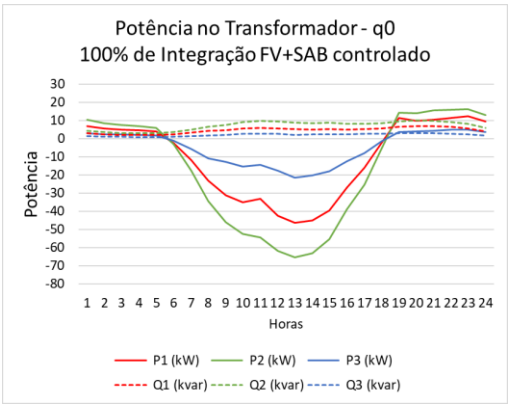


Figura 3 - Curvas para o cenário Sistema I – 100% de integração

Os níveis de tensão e corrente são apresentados na Figura 4.

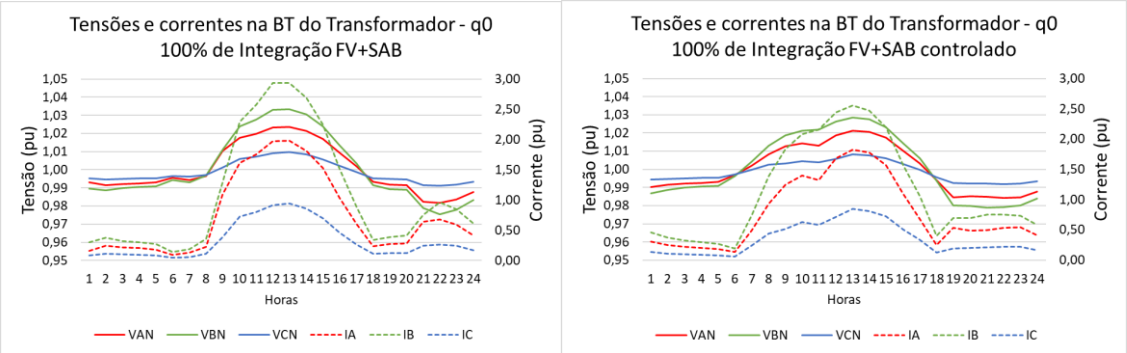


Figura 4 - Tensão e corrente para o cenário base FV+SAB e o cenário com controle

Com a metodologia de controle, foi possível diminuir o valor pico de corrente de 2,94 pu para 2,56 pu.

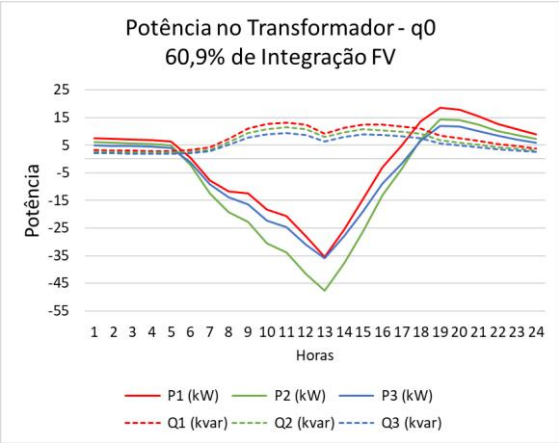
3.2. Sistema II

O sistema II é composto predominantemente por consumidores comercias, conforme Tabela 1, e tem como característica o seu período de máxima geração coincidir com o período de máxima demanda.

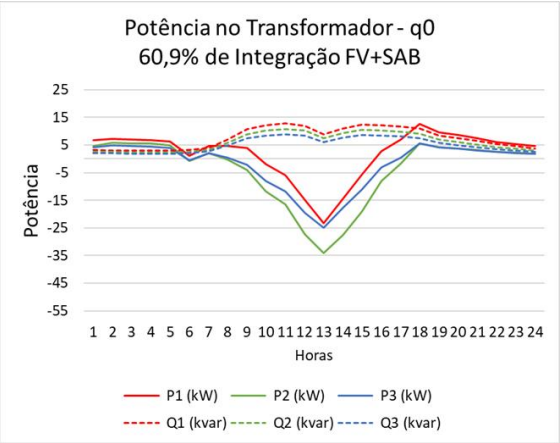
3.2.1. – Sistema II com 60,9% de integração FV para o quantil 0

As curvas bases para o sistema II quando integrados 60,9% dos consumidores a geração FV, para o quantil 0 são apresentados na Figura 5.

(a)



(b)



(c)

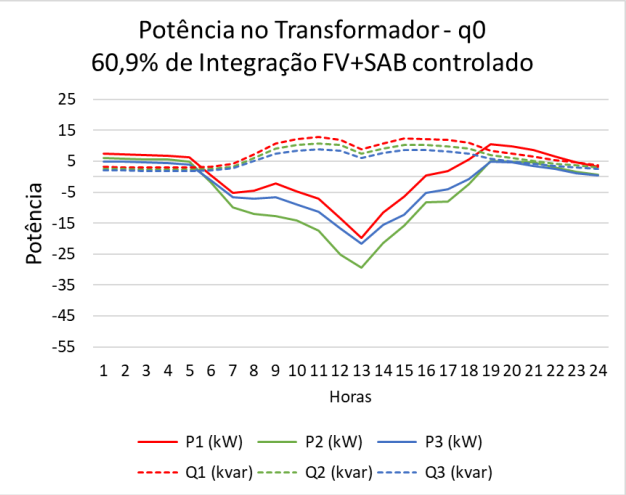


Figura 5 - Curvas para o cenário Sistema II – 60,9% de integração

Devido a característica do sistema II, as reduções das curvas de fluxo de potência reversa e demanda são menos expressivas em relação ao sistema I.

Os níveis de tensão e corrente são apresentados na **Error! Reference source not found.**.

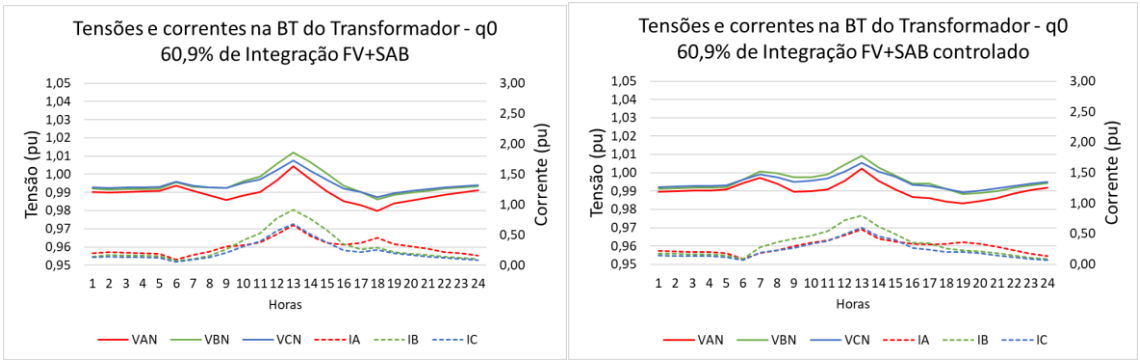


Figura 6 - Tensão e corrente para o cenário base FV+SAB e o cenário com controle

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através da implementação de um método de controle foi possível mitigar alguns impactos negativos da inserção da geração de FV, através da análise de diferentes sistemas para diferentes níveis de integração. Neles foram observados a redução dos picos de fluxo reverso de potência e redução dos níveis de tensão e corrente, resultando numa redução média dos parâmetros de qualidade de energia em 20,6% para o sistema I e 14,5% para o sistema II. Os resultados gerais de todos os cenários analisados são apresentados no Quadro 1 e no Quadro 2.

Quadro 1 – Índices para o Quantil 0,5

	Sistema I			**Sistema II**		
Integração	37,5%	70%	100%	32,6%	60,9%	100%
Máx. reversão do fluxo de potência (SAB)	6,84 kW	20,7 kW	39,8 kW	---	13,4 kW	30,2 kW
Máx. reversão do fluxo de potência (controle)	1,23 kW	12,2 kW	25,5 kW	---	9,8 kW	24,3 kW
Redução (%)	82%	41%	36%	---	26,8%	19,5%
Corrente de pico no transformador (SAB)	1,03 pu	0,98 pu	1,6 pu	0,62 pu	0,48 pu	0,83 pu
Corrente de pico no transformador (Controle)	0,86 pu	0,85 pu	1,06 pu	0,61 pu	0,48 pu	0,68 pu
Redução	16,5%	13,26%	33,75%	1,6%	---	18%

Quadro 2 – índices para o Quantil 0

	Sistema I	**Sistema II**

Integração	37,5%	70%	100%	32,6%	60,9%	100%
Máx. reversão do fluxo de potência (SAB)	21,3 kW	46,2 kW	75,4 kW	9,25 kW	34,1 kW	66,46 kW
Máx. reversão do fluxo de potência (controle)	15,3 kW	36,6 kW	65,3 kW	8,5 kW	29,5 kW	58,6 kW
Redução (%)	28%	20,8%	13,4%	8,1%	13,5%	11,8%
Corrente de pico no transformador (SAB)	0,98 pu	1,84 pu	2,94 pu	0,59 pu	0,92 pu	1,74 pu
Corrente de pico no transformador (Controle)	0,85 pu	1,47 pu	2,56 pu	0,5 pu	0,8 pu	1,55 pu
Redução	13,3%	20,1%	12,9%	15,25%	13%	10,9%

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DA CRUZ, M. S. Modelagem de curvas típicas de carga considerando a integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento. Santo Ângelo. Universidade Regional Integrada Do Alto Uruguai e Das Missões. 2019.

DARUI, C. B. F. Impactos Da Integração De Sistemas Fotovoltaicos Na Rede De Baixa Tensão Sob A Ótica Da Qualidade De Energia. Santo Ângelo. Universidade Regional Integrada Do Alto Uruguai e Das Missões. 2017.

HASHEMI, S. ØSTERGAARD, J. Efficient Control of Energy Storage for Increasing the PV Hosting Capacity of LV Grids. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 3, pp. 2295-2303, maio 2018.

KNAK NETO, N. Metodologias para modelagem de cargas de baixa tensão considerando a integração de resposta à demanda, Geração Distribuída e Veiculos Elétricos. UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA, 2017.

OCHOA, L. JAGLAL, D. PROCOPIOU, A. KYRIACOS, P. Bottom-up Modeling of Residential Batteries and their Effect on System-Level Generation Cost. Electric Power Systems Research. 2020.

CONTROVÉRSIAS SOCIOTÉCNICAS EM INFRAESTRUTURAS ENERGÉTICAS – ANÁLISE DO NOVO MARCO BRASILEIRO DA ENERGIA SOLAR

Alex Azevedo dos Santos

Universidade de São Paulo

RESUMO

A descarbonização do setor energético é uma premissa fundamental para enfrentar as mudanças climáticas, e a energia solar fotovoltaica é considerada a fonte mais promissora para atender esses objetivos. Atento a essa questão, o Brasil visa expandir sua geração solar baseado principalmente no modelo de geração distribuída. Para tanto, foi confeccionado o novo Marco da geração distribuída, a Lei 14.300/2022. Por envolver questões alicerçadas no interesse coletivo, regramentos sobre o setor energético costumam atrair conflitos públicos, questionando quem pode definir o melhor modelo e quais custos e benefícios devem ser considerados na tomada de decisão. Assim, esse estudo se propôs a analisar a controvérsia em torno do subsídio à geração distribuída, analisando documentos e manifestações dos principais stakeholders que se manifestaram sobre a questão. Observou-se que o tema no Brasil foi muito similar aos embates internacionais para a questão. A publicação da lei decidiu para a retirada do subsídio mediante uma regra de transição, e criou-se políticas públicas com intuito de democratizar a energia solar. O estudo mostrou que tais direcionamentos surgiram como uma tentativa de consenso entre os principais argumentos levantados por grupos divergentes.

Palavras-chave: Controvérsias Sociotécnicas, Energia Solar, Net Energy Metering, transição energética, Energia e sociedade.

ABSTRACT

The decarbonization of the energy sector is a fundamental premise for tackling climate change, and photovoltaic solar energy is considered the most promising

source to meet these goals. Aware of this issue, Brazil also aims to expand its solar generation, based mainly on the distributed generation model. To this end, the new Distributed Generation Framework was created, Law 14.300/2022. As it involves issues based on collective interest, regulations on the energy sector tend to attract public conflicts, questioning who can define the best model and what costs and benefits should be considered in decision making. Thus, this study aimed to analyze the controversy around the subsidy to distributed generation, analyzing documents and manifestations of the main stakeholders who expressed themselves on the issue. It was observed that the issue in Brazil was very similar to international debates on the issue. The publication of the law decided to withdraw the subsidy through a transition rule, and public policies were created with the aim of democratizing solar energy. The study showed that such directions emerged as an attempt to reach a consensus between the main arguments raised by opposition groups.

Keywords – Sociotechnical Controversies, Solar Energy, Net Energy Metering, Energy Transition, Energy and Society

1. INTRODUÇÃO

Devido ao esforço global por uma transição energética necessária para enfrentar as mudanças climáticas, um investimento mundial sem precedentes está previsto para as próximas décadas em energias limpas (IEA, 2020). Na dianteira desses investimentos está a energia solar fotovoltaica, apontada como a mais promissora pela Agência Internacional de Energia - IEA, já sendo a fonte energética mais barata em variados países e com potencial de tornar-se a fonte de geração mais utilizada no mundo até 2040 (IEA, 2020).

Embora o Brasil tenha um dos melhores potenciais para geração solar no mundo, o país definiu uma expansão menor dessa fonte em relação ao mundo, almejando atingir 5% de suprimento energético por fonte solar até 2030, o que já significaria um crescimento superior a 350% em relação ao ano de 2021 (PEREIRA et al., 2017; EPE, 2020, p.334). Essa expansão é planejada principalmente na modalidade de geração distribuída, que consiste na instalação

de geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica, como painéis solares em tetos de edificações e fazendas solares abastecendo empresas ou condomínios (EPE, 2020, ANEEL, 2016). O planejamento define 60% da geração solar em 2030 oriunda de geração distribuída, enquanto 40% seriam de empreendimentos centralizados, sendo esses as grandes potências instaladas e distantes do centro de carga, como usinas solares, que requerem maior uso de linhas de transmissão e distribuição (EPE, 2020, ANEEL, 2016; RÜTHER & ZILLES, 2011).

Buscando esses objetivos, o Brasil revisou recentemente os principais regramentos legais para a geração distribuída, originando a Lei 14.300/2022, intitulado “Novo Marco da Geração distribuída” (BRASIL, 2022). Por envolver questões alicerçadas no interesse coletivo, infraestruturas energéticas costumam atrair conflitos epistêmicos públicos, que são sintomáticos de discordâncias normativas profundas (HUGHES; 1987). Esses embates ocorrem através do reconhecimento público das ideias, questionando quem pode definir o melhor modelo e quais custos e benefícios devem ser considerados no cálculo oficial da tomada de decisão (JASANOFF, 2017).

Diante dos diversos objetos analisados na Lei 14.300/2022, esse estudo focou no debate em torno do subsídio na tarifa de distribuição para usuário de geração distribuída. Em resumo, essa lei segue uma tendência internacional de reformular o sistema de geração distribuída após a criação e expansão desse mercado (CASTRO; DANTAS, 2018). Uma das motivações dessa revisão foi corrigir incentivos financeiros que, se demasiadamente massificados, poderiam colocar em risco a modicidade tarifária da energia elétrica (BRASIL, 2022).

Desse modo, esse presente artigo utiliza como abordagem os estudos de controvérsia interacional, que consiste em desconstruir as alegações de especialistas e exibir a flexibilidade interpretativa das evidências (JASANOFF, 2017). Também se empregou os estudos comparativos transnacionais, visto que a controvérsia observada é debatida em diversos países (CASTRO; DANTAS, 2018; JASANOFF, 2017). Para isso, foi utilizado uma abordagem qualitativa, analisando documentos e manifestações públicas relacionadas aos principais

atores envolvidos, como a ANEEL, ABRADEE, IDEC (instituto de defesa do consumidor), ABSOLAR e MSL (Movimento solar livre).

2. O MODELO NET ENERGY METERING

O conceito de Net Energy Metering (NEM), consiste na geração distribuída fotovoltaica ligada à rede convencional de energia elétrica, com a possibilidade de transformar o excedente gerado em créditos (DEL CHIARO & GIBSON, 2006). Esse arranjo técnico-regulatório é uma solução para disseminar essa tecnologia mesmo em condições de intermitência de geração; como no período noturno e dias chuvosos; e ausência de baterias para estocar o excedente gerado (DEL CHIARO & GIBSON, 2006). A figura 1 sintetiza o Net Energy Metering.

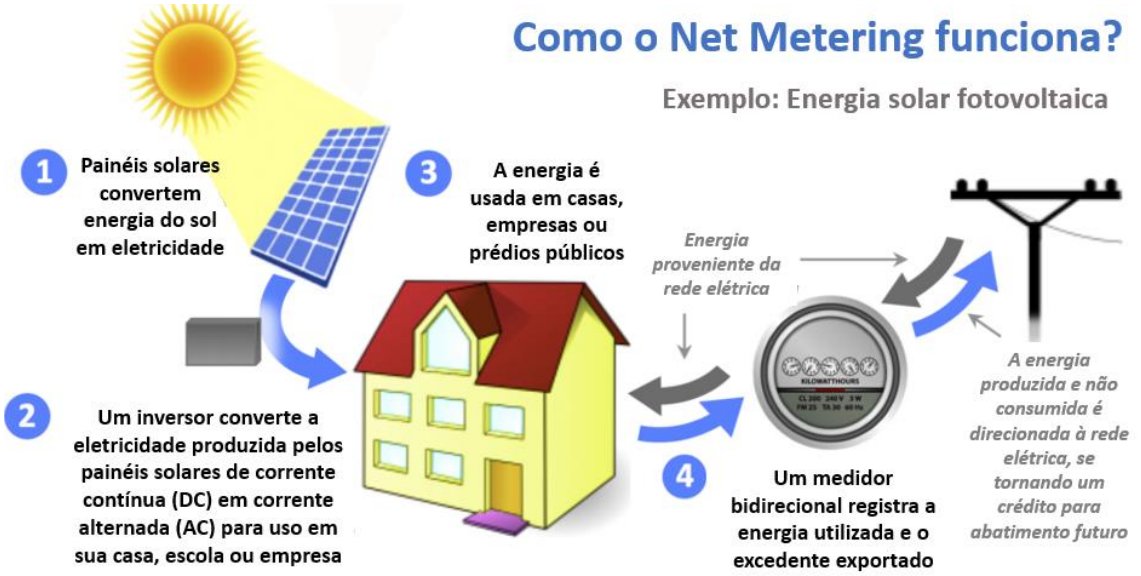


Figura 1 - Funcionamento do NEM. Fonte: SEDA Malaysia e elaboração própria

Esse sistema tem origem estadunidense e foi adaptado em diversos países, principalmente pela fácil implementação e por não custar dinheiro do Estado (STOKES; BREETZ, 2018). Contudo, a controvérsia compartilhada pelas nações tem como ponto central a redução do mercado de distribuição de energia pela inserção da geração solar distribuída, sem que a redução se estenda ao

uso da rede de distribuição (CASTRO; DANTAS, 2018). Desse modo, para que não ocorra um desequilíbrio financeiro, deve ser cobrado o valor referente ao uso da rede pelo prossumidor (consumidor e gerador de energia), mesmo que ele tenha gerado toda a energia consumida ou mais (BRADSHAW, 2017).

Ocorre que para elevar a atratividade da energia solar, que possui custo elevado devido o valor dos painéis fotovoltaicos, países incentivaram a fonte através de uma baixa cobrança do uso da rede de distribuição de energia, que por vezes não abarca os custos sistêmicos básicos (BRADSHAW, 2017). Desse modo, esse subsídio aos prossumidores pode refletir em elevação de custos para os não-usuários de GD ou concessionárias de energia (CASTRO; DANTAS, 2018). E embora esse debate já estivesse presente na formulação das leis iniciais do NEM, a intensificação da discussão só ocorreu após o crescimento de mercado da energia solar (SAWIN, 2013).

Esse processo de incentivo governamental para o NEM visando a criação do mercado de energia solar, e a revisão posterior para corrigir desvios está bastante presente nas experiências globais, e países como Alemanha, Bélgica, Itália, Japão, e Estados norte-americanos são exemplos disso (CASTRO; DANTAS, 2018). Essa correção certamente influenciou o processo brasileiro, que confeccionou a primeira lei para energia solar (REN 482/2012 – ANEEL) sob a luz desses processos de revisão internacionais, já adicionando parágrafo específico de obrigatoriedade de iniciar a revisão da lei até o fim de 2019, datando a possibilidade de corrigir o subsídio (MAESTRI, 2021).

3.1. As controvérsias do Net Energy Metering no Brasil

O Brasil começou a explorar efetivamente seu potencial fotovoltaico em em 2017, tendo saltado de uma potência instalada de 123,1 MW no fim de 2016 para 7970,4 MW em 2020, em um crescimento de 6450 % em 4 anos (ANEEL, 2021(a); ANEEL, 2021 (b). Até 2018 a maior parte da geração solar brasileira era oriunda de usinas centralizadas, principalmente no nordeste do país, porém em 2019 a GD teve enorme expansão, alocando infraestruturas principalmente

no sul e sudeste do país e se tornando a principal modalidade fotovoltaica (ANEEL, 2021a; ANEEL, 2021b).

Similar aos debates internacionais, a GD no Brasil sofreu resistência inicial de alguns setores, principalmente concessionárias de energia, mas a discussão só se intensificou após o crescimento de mercado do setor solar. Na presença dessa controvérsia, foi anunciado o PL 5829/2019, que revisou o regramento da geração distribuída e resultou na Lei 14.300/2022 (LAGO, 2021; BRASIL, 2022). Os debates em torno da nova lei evidenciaram as interpretações de grupos opositores, e a figura 2 exemplifica os principais tópicos dos grupos opositores.

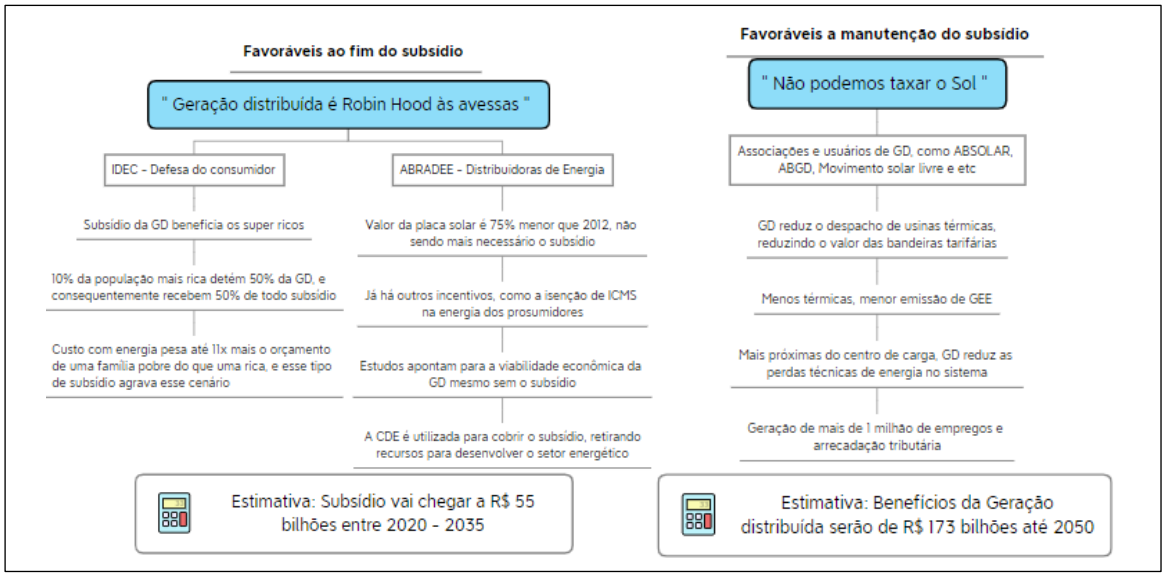


Figura 2 – Principais argumentos de grupos oposicionais sobre a revisão do subsídio da geração distribuída no Brasil

3.1.1 Manutenção do subsídio para GD é “Robin Hood às avessas”

Tal como ocorrido em esfera internacional, as concessionárias de energia são atores importantes no debate sobre a aplicação do NEM no Brasil. Representadas principalmente pela ABRADEE – (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), as concessionárias se embasaram principalmente em estudo da ANEEL, que estimou que o atual subsídio aos

prossumidores chegará ao valor de 55 bilhões de reais entre 2020 e 2035 (ABRADEE, 2021).

Conforme posto na figura 2, a ABRADEE argumentou que já há instrumentos atuais para manter a GD sem o subsídio, e que a manutenção do mesmo onera os não-usuários desse sistema (ABRADEE, 2021). Também foi notória as manifestações da ABRADEE junto ao IDEC, que produziu o estudo "O efeito "Robin Hood às avessas" da energia solar" (IDEC, 2021). Para trazer as conclusões apresentadas na figura 2, o IDEC cruzou dados do IBGE e da ANEEL, concluindo que os maiores usuários de GD são as parcelas mais ricas da sociedade, e, portanto, subsidiá-los através de rateio com todos os consumidores do sistema elétrico seria beneficiar os mais ricos em detrimento dos mais pobres (IDEC, 2021).

Entretanto, para além os argumentos públicos citados, outras manifestações revelaram alguns interesses individuais das concessionárias de energia elétrica. Tendo o papel de faturar o setor elétrico, a tarifa de energia é ponto sensível para as distribuidoras, uma vez que em caso de elevação nos preços, mesmo sem responsabilidade direta, as distribuidoras podem sofrer diversos impactos, como a elevação da inadimplência, o aumento da perda não-técnica (furto de energia) e o abalo da imagem pública (MAYER, et al, 2011; ABRADEE, 2021). Outro ponto sensível é a redução do fluxo de caixa, sendo esse um problema que as distribuidoras já vêm enfrentando com a migração de grandes clientes para o mercado livre de energia, e que faz circular menos dinheiro no negócio como um todo (SECURATO & PEROBELLI, 2005). Por fim, ciente de que as concessionárias fazem partes de grandes conglomerados do setor energético, atuantes em mais de um negócio, a elevação da capacidade instalada de geração distribuída de fato pode reduzir leilões futuros para novas fontes de geração centralizada (de qualquer fonte) e de linhas de transmissão, reduzindo o mercado de grupos dominantes (SAUIA & KOLOSZUK, 2018).

3.1.2 “Não se pode taxar o sol”

Do outro lado da discussão estão as muitas associações que surgiram com a grande expansão da energia fotovoltaica nos últimos, como a Associação brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) e o Movimento Solar Livre (MSL). Esses movimentos apresentam pontos de vista divergentes das distribuidoras em relação ao regramento atual da GD, sendo contrários à revisão do subsídio, argumentando que os benefícios de natureza técnica, socieconômica e ambiental superam os valores abatidos (ABSOLAR, 2018). Os argumentos centrais foram descritos na figura 2, e de acordo com a ABSOLAR, a valoração desses serviços até 2050 chega ao montante de 173 bilhões de reais, que viria em forma de alívio econômico na fatura de todos os consumidores.

Em defesa desses benefícios sistêmicos, esses grupos também se utilizaram de metáforas, e o termo “Não se pode taxar o sol” foi bastante disseminado, sendo inclusive utilizado pelo presidente Jair Bolsonaro, em sinalização aos prossumidores de energia fotovoltaica (Ventura et al, 2020). Também se criticou o cálculo da ANEEL de que o subsídio da GD custaria 55 bilhões de reais até 2035, pois esse estudo calculou apenas o valor do subsídio, sem considerar os benefícios e alívios sistêmicos oriundos da atividade.

Tal como no caso das distribuidoras, as associações solares também carregam interesses e preocupações não tão evidentes no debate público, mas detectável em documentos e conferências específicas do setor. Entre esses interesses, destaca-se a manutenção da alta rentabilidade do modelo atual, que permite um abatimento de até 95% no gasto em eletricidade do usuário, e a rápida recuperação do investimento (CANAL SOLAR, 2021). Atualmente, o tempo médio de recuperação do investimento é de 4 anos, e se considerarmos a vida útil média das placas solares em 25 anos, no modelo atual os usuários de GD tem mais de 20 anos para explorar o lucro (CANAL SOLAR, 2021). Além disso, a grande preocupação das empresas de geração distribuída é em relação à insegurança jurídica, já que todos os sistemas instalados e os contratos firmados até o momento foram baseados nas regras vigentes, e garantir uma isenção ou regras de transição para os já usuários é ponto central, mesmo que

haja revisão do subsídio, buscando assim evitar processos e indenizações (ABSOLAR, 2021).

4. A LEI 14.300/2022 – BUSCANDO CONSENSO PÚBLICO

O Estado brasileiro, através do congresso nacional, atuou buscando conciliar os divergentes interesses e estabelecer um novo marco regulatório para o setor. Em relação a controvérsia mapeada, os principais direcionamentos da Lei 14.300/2022 foram (Brasil, 2021a; Brasil, 2021b):

- A manutenção até 2045 das regras anteriores à revisão para todos os usuários que já possuem ou pedirem acesso à geração distribuída até 12 meses da publicação do PL 5829/2019;
- A criação de uma regra de transição de 7 a 9 anos para a retirada dos subsídios da geração distribuída para aqueles prossumidores que se conectarem após 12 meses da publicação da nova lei;
- A definição da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para custear o subsídio enquanto esse existir;
- A responsabilização da ANEEL para definir o regramento futuro após o encerramento das regras de transição, tendo a Agência 18 meses após a publicação da lei para apresentar as novas determinações;
- A criação do Programa de Energia Renovável Social (PERS), que visa instalar energia fotovoltaica em regiões de baixa renda e rurais.

A Lei 14.300/2022 de modo geral agradou o setor de geração distribuída, favoráveis a longa regra de transição que justificaria os investimentos já realizados e de novas flexibilizações para uso da fonte, ampliando as possibilidades de compartilhar os abatimentos da geração (MSL, 2021) Entretanto, a longa regra de transição manteve os setores discordantes, como ABRADEE e IDEC, que não se satisfizeram com a transição proposta, sugerindo que o desiquilíbrio financeiro vai permanecer por grandes períodos (ABRADEE, 2021; Leite, 2021). A criação do PERS sugere uma tentativa de política pública de expandir a geração distribuída solar em locais de baixa renda, buscando combater o perfil elitizado dessa fonte conforme exposto pelo estudo do IDEC.

5. CONCLUSÃO

Esse trabalho abordou uma das controvérsias associadas ao processo de expansão das energias renováveis. O debate em torno do subsídio ao modelo Net Energy Metering no Brasil apresentou elementos bastante similares a outros países, tanto na argumentação dos grupos oposicionistas como na conclusão. Atento a questões internacionais, as primeiras leis brasileiras de geração distribuída no Brasil focaram em incentivos e subsídios para o desenvolvimento dessa fonte, e após a consolidação desse mercado, revisaram os aparatos legais para evitar problemas com modicidade tarifária.

Não foi o objetivo desse estudo buscar uma conclusão efetiva para a questão abordada, e sim descrever posicionamentos dos grupos opositores, visando elencar quais são os principais atores e argumentos. Essa abordagem é uma tentativa inicial de mapear o funcionamento de debates sociotécnicos relacionados a questões de infraestrutura energética no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. O PL 5829 aumentará a conta de luz dos consumidores em até 26,2%.2021. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/o-pl-5829-aumentara-a-conta-de-luz-dos-consumidores-em-ate-262/.> Acesso em: 04 jan, 2022

ABSOLAR. Geração distribuída solar pode gerar R$ 173 bilhões em redução de custos aos consumidores até 2050, aponta ABSOLAR. 2021. Disponível em: <absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-solar-pode-gerar-r-173-bilhoes-em-reducao-de-custos-aos-consumidores-ate-2050-aponta-absolar>. Acesso em: 10 jan. 2022

ANEEL Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica, 2º ed. 2016

ANEEL Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA. 2021a. de Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 04/01/2022

ANEEL. Base de dados SISGD. 2021b. Acesso em: 04/01/2022. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9

BP. bp Statistical Review of World Energy June, 2020. Disponível em: <http://www.bp.com>. Acesso em: 03/06/2022.

BRADSHAW, A. Regulatory change and innovation in Latin America: The case of renewable energy in Brazil. Utilities Policy, v. 49, p. 156–164, 2017. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.01.006

BRASIL. LEI No 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>

CASTRO, N; DANTAS, G. Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes. – Rio de Janeiro : Publit, 2018.

DEL CHIARO, B., & GIBSON, R. Government's Role in Creating Avibrant Solar Power Market in California. Golden Gate UL Rev., 36, 347. 2006

EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>. Acesso em: 03/06/2022

HOPPMANN, J., HUENTELER, J., & GIROD, B. Compulsive policy-making - The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power. Research Policy, 43(8), 1422–1441. 2014

HUGHES, T. P. The evolution of large technological systems. In: BIJKER, Wiebe E.; HUGHES, Thomas Parke; PINCH, Trevor (Orgs.). The Social construction of technological systems: new directions in the sociology and history of technology. Cambridge, Mass: MIT Press, 1987. p. 45–76.

IDEC (Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor). O efeito "Robin Hood às avessas" da energia solar. 2021.

IEA (International Energy Agency), World Energy Outlook, 2020. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8b420d70-b71d-412d-a4f0-869d656304e4/BrazilianPortuguese-Summary-WEO2020.pdf.> Acesso em: 03/06/2022

JASANOFF, S. “Back from the Brink: Truth and Trust in the Public Sphere.” Issues in Science and Technology 33, no. 4. 2017.

LAGO, R. Marco legal da geração distribuída é aprovado na Câmara. Congresso em foco. 2021. Acesso em: 04 de jan 2022, de https://congressoemfoco.uol.com.br/congresso-em-foco/marco-legal-da-geracao-distribuida-e-aprovado-na-camara;

LEITE, C. O consumidor não foi convidado para o jantar, mas vai pagar a conta. EPBR. 2021 Recuperado em 04 de janeiro, 2022, de https://epbr.com.br/o-consumidor-nao-foi-convidado-para-o-jantar-mas-vai-pagar-a-conta/.

MAESTRI, C. O. N. M. Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: Aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio (Vol. 3, Issue 2). 2021

MAYER, V. F.; Mariano, S. R. H; Andrade, C.L.T. Percepção de Preço, Valor e Comportamento do Cliente no Setor de Energia Elétrica. In: VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL, Fortaleza. 2011

MSL (Movimento solar livre). PL 5829/19: O que muda com o marco legal da geração distribuída. 2021. Disponível em: https://movimentosolarlivre.com.br/noticias/pl-5829-19-o-que-muda-com-o-marco-legal-da-geracao-distribuida/. Acesso em 04 jan. 2022

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. Energy Policy, [s. l.], v. 39, n. 3, p. 1027–1030, 2011

SAUIA, R., KOLOSZUK, R. (2018). Por que querem impedir o crescimento da energia solar?. Valor econômico., disponível em: https://valor.globo.com/opiniao/coluna/por-que-querem-impedir-o-crescimento-da-energia-solar.ghtml. Acesso em: 04 de jan 2022

SAWIN, J. L.. Renewables 2013: Global Status Report. REN21 Secretariat. Paris, France, 2013

STOKES, L. C., & BREETZ, H. L.. Politics in the U.S. energy transition: Case studies of solar, wind, biofuels and electric vehicles policy. Energy Policy, 113(October 2017), 76–86. 2018.

CONVERSÃO DE CO_2 EM COMBUSTÍVEIS E PRODUTOS DE VALOR AGREGADO

Miriã Andrade Theodoro[1], Joaquim Eugênio Abel Seabra[1]
[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

A intensificação dos gases de efeito estufa na atmosfera vem causado bastante preocupação nas últimas décadas, isso por que o excesso provoca um fenômeno chamado aquecimento global, comprometendo a qualidade de vida para gerações futuras. Dentre as diversas medidas estudadas para a mitigação desses gases, a tecnologia de captura de dióxido carbono (CO_2) se destaca como uma das alternativas mais eficaz. Mediante a esse contexto, surge o seguinte questionamento: O que fazer com o CO_2 depois de capturado? Que é respondida pelo (CCS) com a estocagem e pelo (CCU) com a conversão em algum produto. O dióxido de carbono (CO_2) pode ser usado diretamente na indústria em sua forma original ou através da conversão química em outros produtos de valor agregado. No presente estudo serão apresentadas opções de usos que já vem sendo utilizados na indústria e rotas promissoras com potenciais de viabilidades técnica e econômica, também deve-se ressaltar que para uma tomada de decisão com relação a CSS x CCU, uma análise criteriosa deve ser feita considerando todo o clico de vida do produto obtido através do CO_2, no caso da CCS o seu custo deve ser analisado, assim como os impactos ambientais de estocagem e monitoramento.

Palavras-chave: Dióxido de carbono. Conversão. Produtos

ABSTRACT

The intensification of greenhouse gases in the atmosphere has caused a lot of concern in recent decades, because the excess causes a phenomenon called global warming, compromising the quality of life for future generations. Among the various measures studied to mitigate these gases, carbon dioxide (CO_2)

capture technology stands out as one of the most effective alternatives. In this context, the following question arises: What to do with CO_2 after being captured? Which is answered by the (CCS) with storage and by the (CCU) with the conversion into some product. Carbon dioxide (CO_2) can be used directly in industry in its original form or through chemical conversion into other value-added products. In the present study, options for uses that have already been used in the industry and promising routes with potential for technical and economic viability will be presented. considering the entire life cycle of the product obtained through CO_2, in the case of CCS its cost must be analyzed, as well as the environmental impacts of storage and monitoring.

Keywords: Carbon dioxide. Conversion. Products

1. INTRODUÇÃO

As emissões dos gases poluentes vêm sendo um dos maiores problemas ambientais no mundo, principalmente o dióxido de carbono que é um dos principais vilões para atmosfera, e o maior causador da intensificação do efeito estufa. A geração de energia pela queima de combustíveis fosseis é o principal setor de emissão de $CO_{2.,}$ a diminuição dessas emissões pode ser obtida através de tecnologias de captura e separação do dióxido de carbono. Capturar consiste em separar o dióxido de carbono de fontes gasosas estacionárias, as tecnologias de separação podem ser subdivididas em tecnologias de pós-combustão, pré-combustão e de combustão com oxigênio. Atualmente diversos métodos de CCS (captura e armazenamento) e o CCU (captura e usos) vem sendo estudados e desenvolvidos para capturar as emissões de CO_2 de fontes como usinas de energia e processos industriais, esses estudos buscam encontrar um uso viável para carbono. A diferença entre CCS e CCU é apenas o destino final do CO_2 capturado. (CUÉLLARFRANCA, 2015). Grandes quantidades de CO_2 já está sendo capturado e armazenado apesar dessa tecnologia ainda estar enfrentando barreiras tecnológicas e econômica. (VAZ, 2014).

Ao considerar o carbono um gás de alta capacidade energética, com o intuito de diminuir o desperdício, aumentou-se nos últimos anos um grande interesse

por projetos voltado para a utilização do CO_2 (CCU). O processo de utilização do CO_2 pode ser através de seu uso direto, por meio de reação ou transforma-lo em produtos químicos, materiais e também combustíveis (SHY, 2015). Como aplicação direta uma grande quantidade de CO_2 já está sendo usado para recuperação avançada de reservas de petróleo (EOR), vem sendo bastante difundida na indústria alimentícia, carbonatação de refrigerantes ou na conservação de alimentos, na indústria do papel, tratamento de água, conservação de alimentos, extintores e como matéria-prima para obtenção de diversos produtos, como a ureia, aspirina, polímeros, ácido fórmico e carbonatos minerais. (MIRANDA et al., 2018).

Esta revisão resume algumas rotas para a conversão de CO_2, são rotas promissoras para obtenção de combustíveis e produto de valor agregado, já que apesar do seu uso direto a maior parte desse gás é liberado para a atmosfera devido à falta de tecnologias econômicas para converter essas fontes de C1 em produtos de valor agregado (HU; GUILD; SUIB, 2013).

2. ROTAS PROMISSORAS PARA CONVERSÃO DO CO_2

No caso da conversão, o CO_2 deixa de ser resido para assumir um papel de reagente, combinando com outras substâncias se transformando em produtos de valor agregado. O CO_2 é uma molécula estável termodinamicamente e suas reações de conversão são endotérmicas e precisam de eficientes catalisadores para obter um alto rendimento. A redução pode ser catalisada por eletrocatálise, fotocatálise e catálise térmica. (HU; GUILD; SUIB, 2013). Devido alto consumo de eletricidade, energias renováveis como eólica, solar e hidroelétrica são propostas para a conversão de CO_2. Os produtos da conversão de CO_2 pode servi de matéria prima para as indústrias químicas, farmacêuticas e de polímeros, além disso os combustíveis dessa conversão é compatível com os automóveis e sistemas de transporte baseados em hidrocarbonetos.

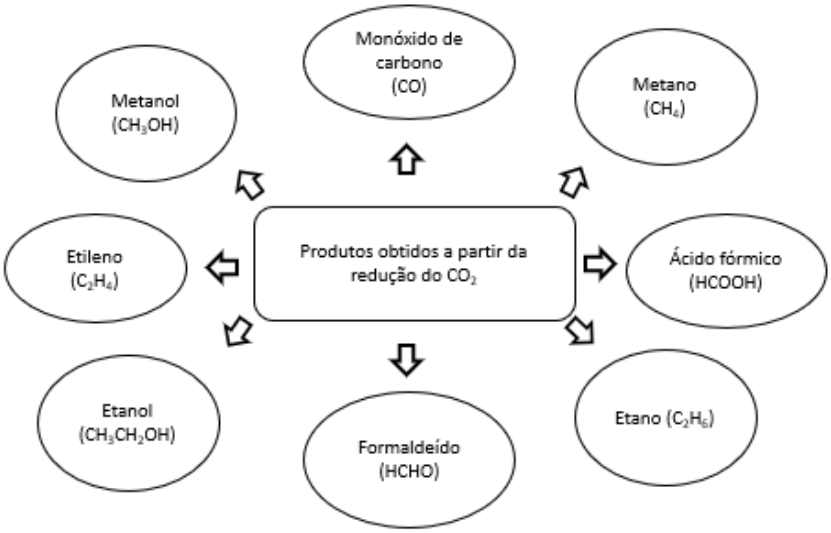


Figura1 – Produtos obtidos da redução do CO_2
(YAASHIKAA *et al*., 2019)

2.1 Conversão do CO2 em CO

Aparentemente a rota mais simples de conversão, pois o monóxido de carbono (CO) é matéria prima para a produção de metanol e hidrocarbonetos através de síntese de *Fischer-Tropsch*, a seguir são apresentadas algumas tecnologias para a conversão de CO_2 em CO:

2.1.1 Fotorredução

A fotorredução é um processo que utiliza a energia solar e pode ser divido em duas classes: Processo fotocatalítico homogêneo e heterogêneo. Onde na fotocatálise homogenia, os reagentes e o fotocatalisador estão na mesma fase, enquanto que na fotocatálise heterogênea, eles estão em fases diferentes. Para chegar na redução do dióxido de carbono, é indispensável o uso de catalisadores que diminuam as energias de ativação, a degradação desses catalisadores é um problema da reação, visto que para melhorar a seletividade investimentos em projetos com foto-reatores estão se destacando (YAASHIKAA et al., 2019). Diversos catalisadores de complexos metálicos estão sendo usados na redução do CO_2, para a redução fotoquímica os mais utilizados são RE(I) e o Ru(II), sendo

que os Re (I) é especifico ao monóxido de carbono e apresenta a vantagem de ser alta seletividade do produto e alta eficiência de redução (KURAMOCHI; ISHITANI; ISHIDA, 2018).

Dey e Pushpa (2007), realizaram diversos estudos de redução fotocatalítica de CO_2 usando o fotocatalisador de TiO_2 (0,1%, p/v), na presença de água e 350nm de luz. Foram observados que o rendimento do CO aumenta de acordo com o tempo de exposição solar.

2.1.2 Eletroquimica

A produção de CO a partir do CO_2, também acontece em eletrólitos líquidos ou em eletrólitos de óxido sólidos. A baixa temperatura de operação é uma vantagem para o uso de eletrólitos líquidos, no entanto essas baixas temperatura levam a baixa seletividade (HU; GUILD; SUIB, 2013). Centi e Perathoner (2007) desenvolveram uma célula a combustível de membrana reversa de troca de prótons para a redução eletrocatalítica do CO_2, em seu experimento foi obtido CO na fase gasosa em quantidades significativas.

2.2 Conversão de CO_2 em ácido fórmico e formaldeído

O ácido fórmico é considerado um produto importante, pois pode servir de precursor de outros produtos e também usado como matéria prima pra combustíveis. Entre os usos industriais desse produto incluem preservação de silagem, acabamento têxtil, agentes anticongelantes, aditivos na alimentação animal, mediador na indústria química e farmacêutica. O ácido fórmico é um material promissor para o H_2 de armazenamento, e recentemente vem se destacando como combustíveis nas células a combustível de ácido fórmico. (IRABIEN *et al*., 2018).

A conversão de CO_2 em ácido fórmico (HCOOH) ou formato (HCOO) pode ser alcançada por uma via eletroquímica. De modo geral a redução eletroquímica de CO_2 é realizada em uma célula eletrolítica, com par de eletrodos, catalisadores revestidos na superfície do eletrodo e transferência de entre os eletrodos. (LU *et al*., 2014). Diferentes vias e rotas para obtenção do HCOOH

estão sendo sugeridas e podem ser encontradas na literatura. No entanto a eletro-redução do CO_2 em ácido fórmico atualmente é uma das reações mais promissoras para a escala industrial. (IRABIEN *et al.,* 2018).

YANG, *et al* (2017) descrevem um projeto de célula eletroquímica que produz ácido fórmico a partir do CO_2, este sistema opera em altas densidades de correntes e baixas tensões celulares, tendo uma eficiência *faradaica* de até 94%. A célula química usa uma membrana de troca de ânions, *Dioxide Mateials Sustainion* ™ e um catodo de nanopartículas, um alto desempenho da redução eletroquímica de CO_2. O experimento mostrou que o desempenho estável das células eletroquímicas gira em torno de 500hrs, com uma voltagem de 3,5 v. Tal experimento usando a célula eletroquímica aponta para uma possibilidade de uso industrial.

2.3 Conversão de CO2 em metanol

O metanol é um produto bastante desejado devido a sua vasta aplicação como combustível direto. Diversos estudos foram realizados nos últimos anos com o intuito de encontrar o melhor caminho para redução do CO_2 em metanol. O metanol é um liquido que à temperatura ambiente oferece grandes facilidades de transporte e devido ao seu alto ponto de congelamento pode ser utilizado em regiões frias, além disso o metanol pode ser usado em motores de combustão convencionais sem grandes alterações. O fato de o metanol ser ecológico e quase não produzir produtos danosos como NOx ou SOx o coloca à frente das opções de produtos desejados. (CHOU; LOBO, 2019).

Já faz algum tempo que a hidrogenação catalítica heterogênea de CO_2 em metanol vem sendo investigada, apesar de não ser uma solução definitiva para mitigação do carbono, é viável economicamente. E já existem empresas trabalhando como a *Mitsui chemicals* do Japão.

Xiong *et al*. (2019) propuseram a hidrogenação de CO_2 em um reator de leito fixo utilizando catalisadores de Cu/ZnCr e como produtos dessa reação apenas CO e metanol foram detectados. Em seus testes o catalisador 10Cu / ZnCr-3.5 foi o que apresentou melhor desempenho com uma setetividade de

48% de metanol e um rendimento de 4,7mmol / g $_{cat}$ / h. Blumberg, Morosuk e Tsatsaronis (2019) estudaram a síntese do metanol para integração do CO_2 por reforma a seco e hidrogenação direta, diversos teste de sensibilidade foram realizadas para analisar o impacto do CO_2, como agente de reação na conversão do metano e na composição do *syngas*, a demanda por calor ainda é um obstáculo. Catalisadores a base de índio promovidos (In_2C_2/ZrO_2) é uma possibilidade para hidrogenação do CO_2, promotores Y e LA, aumentam a adsorção do dióxido de carbono, proporcionando uma seletividade do metanol de 40 á 60% maior que o dos catalisadores convencionais a base de cobre. (CHOU; LOBO, 2019).

TSONGIDIS et al. (2019) apresentou um esquema completo para a produção de metanol e produtos *Fischer-Tropsch* a partir de energia solar em um reator termoquímico redox para a produção de syngas, em seu estudo estão presentes todas as premissas e custos para a aplicação dessa tecnologia em uma determinada região da Grécia. São inúmeras as possibilidades para a obtenção do metanol a partir do CO_2, no presente estudo são apontadas apenas alguns recentes estudos

2.4 Conversão do CO2 dimetil carbonato

A produção de dimetil carbonato (DMC) vem se mostrando interesse nas últimas décadas devido ao seu uso versátil, baixa toxicidade e rápida biodegradabilidade. Diferentes rotas de produção 'verdes' estão sendo desenvolvidas para substituir a produção convencional e bastante tóxica de DMC via fosgênio. A síntese direta de DMC a partir do CO_2 e metanol é uma rota de produção atraente no quesito ambiental e econômico para a indústria química. (KUENEN, *et al*. 2015).

KUENEN *et al.* (2016), fizeram uma avaliação técnica e econômica da conversão direta do CO_2 em dimetil carbonato usando reatores de membrana catalítica *SPEEK,* esses reatores são utilizados para a remoção continua do subproduto da água afim de superar as limitações de equilíbrio, todo processo simulador no *Aspen Plus* mostraram que ao utilizar excesso de metanol a

conversão alcança baixa concentração de dimetil carbonato. Em suas considerações concluíram que a processo exige equipamentos de grande porte e que alto consumo de energia, resultando em alto investimento, tornando o processo não lucrativo.

2.5 Conversão do CO_2 em Etanol

O etanol pode ser usado de diversas maneiras, um combustível extremamente importante na matriz energética que pode ser produzida através da conversão eletroquímica do CO_2. Essa é uma alternativa promissora encontrada por pesquisadores do Laboratório Nacional de Oak Ridge. Trata-se de um eletrocatalisador de cobre que através de uma conversão direta consegue obter etanol de uma solução aquosa de CO_2. O processo pode ser realizado a temperatura ambiente com um potencial de até 1,9V. A reação entre o CO_2 e o catalisador é uma espécie de processo de combustão reversa que ocorre em uma célula de combustível modificada, o excesso de potencial eletrico provavelmente é o que impede a viabilidade econômica desse catalisador, no entanto são sugeridas fontes renovéveis de energia eletrica. (SONG *et al*, 2016).

Recentemente, Zhang *et al*. (2019) propuseram a hidrogenação de CO_2 para a produção de etanol com o uso de metais não nobres, foram realizados diversos testes com catalisadores a base de cobalto promovidos por Na, eles acreditam que o design sofisticado dos catalisadores de carboneto de cobalto melhorará ainda mais o desempenho catalítico da hidrogenação de CO_2 em etanol, possibilitando aplicações industriais.

3. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MÉTODOS DISPONIVÉIS PARA A CONVERSÃO DE CO_2.

Existem diferentes abordagem de classificação para as tecnologias de CCU, os principais critério de classificação são as rotas de transformação, para alcançar determinado produto, o processo de produção consiste em vários processos de transformação de diferentes rotas químicas. A seguir serão apresentadas algumas tecnologias de conversão juntamente com suas

vantagens de desvantagens, ressaltando que para cada tecnologia existem diversas rotas de conversão.

Tabela1 – Tecnologias de conversão de CO_2 - vantagens e desvantagens

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Fotoquímico	Alto rendimento; fácil alteração de fatores como adsorção leve, estrutura homogênea de catalisadores e potenciais redox; são necessárias condições moderadas para a reação prosseguir; consumo de energia é menor; seguro, econômico e ecológico.	A separação do produto e do catalisador é difícil; a seletividade do produto é um desafio; o design do fotorreator é complexo; o rendimento é baixo.
Eletroquímico	A temperatura ambiente é suficiente para o processo; os produtos gerados são utilizados como fonte de geração de eletricidade; ampliar é fácil.	A vida catalítica é curta; o custo operacional é alto; requer energia elétrica; cinética lenta.
Bioquímico	A energia necessária para a captura de carbono é menor; A injeção direta de CO_2 pode ser feita para melhorar a produtividade; a utilização de algas é rentável quando comparada a outros métodos.	A condição climática é uma grande desvantagem; sistema de colheita de baixa energia e capacidade e eficiência de adsorção são baixas.
Térmico	O Syngas é produzido através de reforma térmica que pode ser convertida em combustível líquido potente.	Alta energia e temperatura são necessárias; instabilidade do catalisador; a formação de combustível é arriscada.
Químico	O CO_2 é usado como matéria-prima para matéria-prima química; Os produtos formados durante essa conversão incluem ácido carboxílico, uréia, carbonato de dimetil, etc.	A utilização de CO_2 é menor; alto custo comparado a outras técnicas; o desenvolvimento do processo deve ser alto.

(YAASHIKAA et al., 2019)

A seguir serão mostradas as condições de operação de algumas rotas apresentadas nessa revisão. As rotas baseadas em tecnologia eletroquímica geralmente irão operar em condições ambiente, nas rotas de hidrogenação CO_2, independe do produto a ser obtido, apesar do consumo de eletricidade requer

condições elevadas de pressão e temperatura moderada para que a reação aconteça, todas as rotas provenientes da tecnologia térmica (*Syngas*) necessita de condições elevadíssima de temperatura.

Tabela 2 – Rotas de conversão de CO_2

Rotas	Catalizadores	T °C	P Bar	Energia v	Tempo h	Selet. %	Rend.	Produt
Hidrogenação	Cu / ZnCr	300	20	-	-	48,1	4,7	Metanol
Hidrogenação	In_2C_2/ZrO_2	300	40	-	-	-		Metanol
Syngas		1100	50	-	-	-	5	Metanol
Co-fracionamento syngas	CuO, ZnO, Al2O3	370-1400	1	-	-	-	-	Metanol
Co-fracionamento syngas	Fe, Co, Ni e Ru	260-1400	27,7	-	-	-	-	FT
Eletro-redução	Membrana aniônica	25	1	1,2	6	-	-	Etanol
Hidrogenação	Na-Co / SiO	250	50	-	-	62	-	Etanol
Eletroquímica	Membrana ânions	27	1	3,5	500	-	-	Ac Formico
Sintase direta	Membrana SPEEK	227	50			90-100	20-30	DMC

(Autora, 2020)

4. CONCLUSÃO

A redução do CO_2 é um desafio, e nos últimos anos está cada vez mais evidente que a captura do carbono é o melhor caminho para alcançar o tão sonhado objetivo. No entanto essa tecnologia ainda enfrenta barreiras tecnológica e econômica, pois os custos de captura ainda são elevados, afim de melhorar essa proposta, através de pesquisas a indústria química segue buscando a utilização do CO_2 (CCU) em síntese de produtos químicos de valor

agregados e produção de combustíveis, a ideia é uma alternativa que além dos benefícios ambientais possa trazer um incentivo econômico para os investidores. Esse artigo observou algumas das últimas tendências de conversão de CO_2, apesar da síntese do metanol ser uma realidade em alguns lugares, ainda é muito caro, as recentes pesquisas apontam uma viabilidade para hidrogenação do CO_2. Na conversão eletroquímica o grande obstáculo é a quantidade de energia necessária para a produção em proporção industrial, ao considerar que a maior parte da fonte de eletricidade mundial é de origem fóssil, há um risco de todo trabalho de captura e conversão não compensar ambientalmente e economicamente falando, por isso antes de qualquer tomada de decisão uma análise criteriosa de todo o ciclo de vida deve ser feita. Para a conversão eletroquímica é recomendável uso de eletricidade provenientes de fontes renováveis como; solar, eólica e hidroelétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BLUMBERG, Timo; MOROSUK, Tatiana; TSATSARONIS, George. Utilização de CO 2 na síntese de metanol: análise de potencial e avaliação exergética. Energy, Germanin, v. 145, n. 10, p.730-744, maio 2019.

CHOU, Chen-yu; LOBO, Raul F. Direct conversion of CO2into methanol over promoted indium oxide-basedcatalysts. Applied Catalysis A, General, Usa, v. 583, p.117-144, ago. 2019.

CHOU, Chen-yu; LOBO, Raul F. Direct conversion of CO2into methanol over promoted indium oxide-basedcatalysts. Applied Catalysis A, General, Usa, v. 583, n. 10, p.1-7, ago. 2019.

COSTA Isabella Vaz Leal. Proposta de Estrutura Regulatória para Sequestro Geológico de co2 no Brasil e uma Aplicação para o Estado do Rio de Janeiro. 2014. 167 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2014

CUÉLLER-FRANCA R.M, AZAPAGIC A, Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts, Journal of CO2 Utilization, p. 82, 2015.

DEY, G. R.; PUSHPA, K. K.. Formation of different products during photo-catalytic reaction on TiO2 suspension in water with and without 2-propanol under diverse ambient conditions. Chem. Intermed, India, v. 33, n. 7, p.631-644, jan. 2007.

HU, Boxun; GUILD, Curtis; SUIB, Steven L.. Thermal, electrochemical, and photochemical conversion of CO2 to fuels and value-added products. Journal Of Co2 Utilization, Usa, v. 3, n. 63, p.18-27, set. 2013

IRABIEN, Angel et al. Capítulo 2 - Conversão eletroquímica de CO 2 em produtos de valor agregado. Tratamento Eletroquímico de Águas e Efluentes, Spain, v. 10, p.29-59. 2018.

KUENEN H J et al. Techno-economic evaluation of the direct conversion of CO2 to dimethyl carbonate using catalytic membrane reactors. Computers & Chemical Engineering, The Netherlands, v. 86, n. 10, p.133-147, abr. 2015.

KUENEN, H.J et al. Novel Process for Conversion of CO2 to Dimethyl Carbonate using Catalytic Membrane Reactors. Computer Aided Chemical Engineering, European, v. 38, n. 10, p.997-996, jan. 2016.

KURAMOCHI, Yusuke; ISHITANI, Osamu; ISHIDA, Hitoshi. Reaction mechanisms of catalytic photochemical CO2 reduction using Re(I) and Ru(II) complexes. Coordination Chemistry Reviews, Japan, v. 373, n. 10, p.333-356, out. 2018.

LU, Xu et al. Redução eletroquímica de dióxido de carbono em ácido fórmico. Chemelectrochem, European, v. 1, n. 10, p.836-849, mar. 2014.

MIRANDA et al. O Antropoceno e o CO2: Processos de Captura e Conversão de CO2: O Antropoceno e o CO2: Processos de Captura e Conversão. Revista Virtual de Química, Rio de Janeiro, v. 10, n. 6, p.1-32, jan. 2018. Disponível em:

<http://static.sites.sbq.org.br/rvq.sbq.org.br/pdf/Jussara2NoPrelo.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2020.

SONG, Yang et al. High-Selectivity Electrochemical Conversion of CO2 to Ethanol using a Copper Nanoparticle/N-Doped Graphene Electrode. Chemistryselect: Energy Technology & Environmental Science, Eua, p.1-7, ago. 2016.

TSONGIDIS et al. Transportation and solar-aided utilization of CO2: Technoeconomic analysis of spanning routes of CO2 conversion to solar fuels. Journal Co2 Of Ultilization, European, v. 30, n. 10, p.142-157, 30 mar. 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982018304396>. Acesso em: 21 jan. 2020.

XIAO, Jie et al. CO2 hydrogenation to methanol over CuOZnOTiO2ZrO2 catalyst prepared by a facile solid-state route: The significant influence of assistant complexing agents. Revista Internacional de Energia de Hidrogênio, Xangai, v. 44, n. 29, p.14831-14841, 10 out. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919314442>. Acesso em: 17 dez. 2019.

XIONG, Shuhao et al. Hydrogenation of CO2 to methanol over Cu/ZnCr catalyst. Fuel, China, v. 256, 2019.

YAASHIKAA, P.r et al. A review on photochemical, biochemical and electrochemical transformation of CO_2 into value-added products. Journal Of Co2 Utilization, India, v. 33, n. 10, p.131-147, out. 2019.

YANG, Hongzhou et al. Electrochemical conversion of CO2 to formic acid utilizing Sustainion™ membranes. Journal Of Co2 Utilization, Usa, v. 20, p.208-217, jul. 2017.

ZHANG, Shunan et al. Direct CO2hydrogenation to ethanol over supported Co2C catalysts:Studies on support effects and mechanism. Journal Of Catalysis, China, v. 382, p.86-96, no

CORREDOR VERDE: OPERAÇÃO E DESEMPENHO DA PRIMEIRA ELETROVIA DO NORDESTE DO BRASIL

Ricardo Cerqueira Medrado[1]; Danielly Norberto Araújo[1]; Ana Tereza Andrade Borba[1]; Pedro Ricardo Nery Nunes Silva[1]; Gustavo Travassos Aguiar da Silva[2]; José Antonio de Souza Brito[2]; Maiana Barbosa da Silveira[2]; Amanda Cortez[2]; Eric Jordan Bastos Nascimento dos Santos[2]

[1]SENAI CIMATEC; [2]Neoenergia S. A.

RESUMO

O crescente aumento do número de Veículos Elétricos (VEs) ocasiona uma maior necessidade de infraestrutura de recarga. No Brasil, a implantação de eletropostos tem se concentrado nas regiões Sul e Sudeste, o que tem limitado a expansão da mobilidade elétrica em outras regiões do País. Visando promover e incentivar a utilização de VEs, bem como proporcionar infraestrutura de recarga no Nordeste, a primeira eletrovia da região foi desenvolvida, entre as cidades de Salvador/BA e Natal/RN. Com isto, o presente artigo apresenta essa eletrovia, que é a maior de recargas rápidas do Brasil, bem como avalia o seu desempenho ao longo de seis meses de utilização. No período avaliado, foram realizadas 1.563 recargas, sendo 27.107 kWh de energia elétrica fornecidos aos veículos pelas estações. Além disso, foi visto que as recargas rápidas foram predominantes, sendo a tomada CCS utilizada em 61,16% das recargas ocorridas.

Palavras-chave: Veículos Elétricos; Infraestrutura de Recarga; Eletrovia.

1. INTRODUÇÃO

Os VEs são atualmente reconhecidos como a opção tecnológica mais viável para descarbonização do setor de transportes convencional, que é dependente de combustível fóssil e possui um dos componentes que mais emite gás poluente na atmosfera, o motor de combustão interna. Entre as vantagens dos VEs, se destacam: zero emissão de gases poluentes durante circulação,

independência de combustível fóssil, menor manutenção e melhor experiência para o usuário (DE RUBENS et al., 2020).

Dados da Agência Internacional de Energia (IEA, International Energy Agency) mostram que o número de VEs tem crescido consideravelmente. Enquanto que em 2010 havia apenas centenas de VEs circulando no mundo, o marco de 10 milhões de VEs foi alcançado em 2020 (IEA, 2021). Já no Brasil, segundo a Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE), o número de VEs aumentou de 1.100 em 2016 para 77.259 em 2021, sendo esse considerado o melhor ano da mobilidade elétrica do País (ABVE, 2021).

No entanto, historicamente, os VEs têm enfrentado diferentes desafios para o seu desenvolvimento e disseminação, entre os quais: custo da bateria dos veículos, interoperabilidade e expansão da infraestrutura de recarga, estratégias de recargas eficientes e impacto da integração do VE à rede elétrica. Em relação à infraestrutura, diversos esforços têm sidos realizados para expansão da disponibilidade de estações de recargas, tendo em vista que essas estão intrinsicamente relacionadas ao uso de VEs (DAS et al., 2020).

Exemplo disso é a implantação de estações de recargas no Brasil por empresas do setor elétrico e parceiras. No Paraná, a COPEL desenvolveu uma eletrovia com 10 estações de recarga e 700 km de extensão (ITAIPU, 2018). Entre São Paulo e Rio de Janeiro, a EDP desenvolveu uma eletrovia com 430 km de extensão e 6 pontos de abastecimento (CANAL ENERGIA, 2018). Já a CELESC implantou 7 eletropostos ao longo das rodovias de Santa Catarina (CELESC, 2022) e a CPFL promoveu uma eletrovia entre Campinas e São Paulo com 2 pontos de abastecimento (CANAEL ENERGIA, 2017).

No entanto, até o ano de 2020, ainda não tinha sido registrada nenhuma iniciativa para implantação de uma eletrovia no Nordeste. Assim, visando não somente aumentar o número de eletropostos no Brasil, mas viabilizar e incentivar a mobilidade elétrica na região Nordeste, o grupo Neoenergia desenvolveu o primeiro corredor elétrico do Nordeste e a maior eletrovia de recargas rápidas do País com mais de 1.000 km de extensão, situada entre Salvador e Natal (NEOENERGIA, 2021).

Dessa forma, este artigo tem como objetivo evidenciar a eletrovia desenvolvida, detalhando as características das estações de recarga e os seus locais de instalação, bem como apresentar uma análise de desempenho. O desempenho da eletrovia é avaliado por meio de parâmetros de utilização das estações de recarga durante um período de 6 meses. Vale salientar que a eletrovia é um dos resultados do Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) PD-00047-0087 (Corredor Verde), que foi aprovado na Chamada Estratégica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 022/2018.

2. O PROJETO CORREDOR VERDE

O Projeto Corredor Verde faz parte do Programa de P&D da Neoenergia, regulado pela ANEEL a partir da Chamada Estratégica nº 22/2018: “Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”. Foi iniciado em 2019, tem duração prevista de 30 meses e possui como entidades executoras, o SENAI CIMATEC, o GESEL, o SINAPSIS Inovação em Energia, a Universidade Federal do ABC e a Asea Brown Boveri (ABB).

Entre os objetivos, o Projeto visa o desenvolvimento de infraestrutura de recarga no Nordeste do Brasil, a viabilização de modelo de negócio para empresas do setor elétrico e a comparação do desempenho de veículos à combustão, elétricos e híbridos. Dessa forma, para desenvolvimento da infraestrutura de recarga, 12 pontos de abastecimento rápido foram instalados ao longo de rodovias de seis estados brasileiros (Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte) entre Salvador e Natal (Figura 1), sendo 162 km a maior distância constatada entre estações.

Além disso, seis pontos de abastecimento semirrápido foram instalados em shoppings centers localizados em Salvador, Recife e Natal, de modo que cada shopping foi contemplado com dois eletropostos. Dessa maneira, o Projeto viabilizou uma infraestrutura de recarga de VEs com 18 estações de recarga instaladas e, consequentemente, proporcionou o primeiro corredor elétrico da Região Nordeste e a maior eletrovia de recargas rápidas do Brasil com mais de 1.100 km de extensão.

Figura 1 – Localização das estações de recarga rápida do Projeto Corredor Verde

2.1 Localização e Características das Estações de Recarga

Na Tabela 1 são apresentados os locais que as estações de recarga rápida foram instaladas, assim como as distribuidoras de energia elétrica responsáveis pelas respectivas áreas. Dos seis estados contemplados com a infraestrutura de recarga desenvolvida pelo Projeto, o grupo Neoenegia possui área de concessão em 3 (Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte).

Tabela 1 – Localização das estações de recarga rápida

Ponto de Referência	Endereço	Cidade	UF	Distribuidora Local
SENAI CIMATEC	Av. Orlando Gomes, 1845 - Piatã, Salvador - BA, 41650-010	Salvador	BA	Neoenergia Coelba
Posto São Gonçalo 1	Rod. BR324 s/n – Humildes, Feira de Santana – BA, 44135-000	Feira de Santana	BA	Neoenergia Coelba
Atacadão Hiperideal	Rod BA 099 Km 54, S/N, Lot 04, Mata de São João - BA, 48280-000	Praia do Forte	BA	Neoenergia Coelba
Posto Linha Verde	BA-099, Entre Rios - BA, 48180-000 (Água Comprida, Entre Rios - BA)	Massarandupió	BA	Neoenergia Coelba
RPB Auto Posto LTDA	Avenida Rubens Alves da Silva, S/N, Centro. Estância, SE, CEP 4900-000	Estância	SE	Sulgipe

Ponto de Referência	Endereço	Cidade	UF	Distribuidora Local
Autoposto Real	BR-101, 245, Porto Real do Colégio - AL, 57290-000	Porto Real do Colégio	AL	Equatorial
Posto Pichilau Pioneiro	Rod. Gov. Mário Covas, s/n - Zona Rural, Rio Largo - AL, 57100-000	Rio Largo	AL	Equatorial
Posto Pichilau, 3545	Rod. Prestes Maia, 3375, Escada - PE, 55500-000	Escada	PE	Neoenergia Celpe
Posto Pichilau, 462	Av. Dr. Júlio Maranhão, 400 - Prazeres, Jaboatão dos Guararapes - PE, 54335-160	Jaboatão dos Guararapes	PE	Neoenergia Celpe
Posto Pichilau	ROD BR 101 KM 2 S/N DIST INDL, PB, 58088-200	João Pessoa	PB	Energisa
Posto Pichilau	Av. Piloto Pereira Tim, s/n - Cajupiranga, Parnamirim - RN, 59156-410	Parnamirim	RN	Neoenergia Cosern

As estações de recarga rápida do Projeto possuem três tomadas disponíveis, duas CC (Corrente Contínua) e uma CA (Corrente Alternada), apenas duas recargas simultâneas podem ser realizadas, sendo uma CC e uma CA. Além disso, a potência do eletroposto rápido, quando realiza recargas simultâneas, é limitada em 86 kW.

2.2 Demanda Elétrica

A demanda elétrica das estações de recarga depende de diversos fatores, tais como: modelo dos veículos, tipo (semirrápida ou rápida), quantidade e duração das recargas. Embora o acesso às estações de recarga do Projeto Corredor Verde esteja gratuito, durante a vigência do P&D (período de testes) a demanda elétrica das estações foi proveniente, majoritariamente, dos VEs adquiridos e utilizados pelo Projeto para estudos, cujas principais características são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Características dos VEs utilizados no Projeto

Caraterística	Chevrolet Bolt EV 2020	JAC IEV40 2020	VOLVO XC60 T8 2020
Tipo de Motor	Elétrico	Elétrico	Híbrido
Potência máxima (CV)	203	115	312 (G - combustão)
Velocidade Máxima (km/h)	146	130	180
Capacidade de carga (l)	478	430	468
Autonomia máxima (km)	416	300	1.400 (G - rodoviário)
Tanque de combustível (l)	-	-	70
Tipo de Bateria	Íon-Lítio	Íon-Lítio	Íon-Lítio
Capacidade Bateria (kWh)	66	40	10,4
Tipos disponíveis de plugues	CCS e tipo 2	CCS e tipo 2	Tipo 2
Consumo (kwh/100km) rod.	15,9	13,3	-
Consumo (l/100km) rod.	-	-	5,0

3. OPERAÇÃO E DESEMPENHO DO CORREDOR VERDE

A operação das estações rápidas do Projeto foi iniciada em agosto de 2020 e realizada de forma gradual até novembro de 2021, como mostrado na Tabela 3. Já a operação das estações semirrápidas foi iniciada em março de 2021 em Salvador/BA e em abril de 2021 em Recife/PE e Natal/RN.

Tabela 3 – Início da Operação das Estações de Recarga Rápida

Ponto de Referência	Cidade	UF	Início da Operação
SENAI CIMATEC	Salvador	BA	Agosto/2020
			Setembro/2020
Posto São Gonçalo 1	Feira de Santana	BA	Novembro/2021
Atacadão Hiperideal	Praia do Forte	BA	Dezembro/2020
Posto Linha Verde	Massarandupió	BA	Dezembro/2020
RPB Auto Posto LTDA	Estância	SE	Janeiro/2021
Autoposto Real	Porto Real do Colégio	AL	Julho/2021
Posto Pichilau Pioneiro	Rio Largo	AL	Outubro/2021
Posto Pichilau, 3545	Escada	PE	Junho/2021
Posto Pichilau, 462	Jaboatão Guararapes	PE	Agosto/2021
Posto Pichilau	João Pessoa	PB	Agosto/2021
Posto Pichilau	Parnamirim	RN	Julho/2021

A utilização das estações tem sido monitorada por meio de dois sistemas supervisórios distintos: o do fabricante, de onde são extraídos dados técnicos

para estudos de desempenho; e o dashboard de gestão, desenvolvido ao longo do Projeto de P&D por uma empresa especializada. Entre os dados que o supervisório do fabricante fornece, pode-se citar: energia entregue aos veículos, tomada utilizada, horário de início e finalização da recarga. No caso das recargas rápidas, o Estado de Carga (SoC, *State of Charge*) da bateria do veículo também é indicado, de modo que o nível de carregamento da bateria no início e no fim da recarga é conhecido.

Dessa forma, para visualização do comportamento e tendência da utilização das estações rápidas do Projeto Corredor Verde nos últimos 6 meses, a Figura 2 é apresentada, sendo as estações de Salvador referenciadas como Cimatec1 e Cimatec2, a de Porto Real do Colégio como Colégio e a de Jaboatão dos Guararapes como Jaboatão. A análise se baseia na energia entregue por estação em diversos períodos de 30 dias entre 29/07/2021 e 28/01/2022.

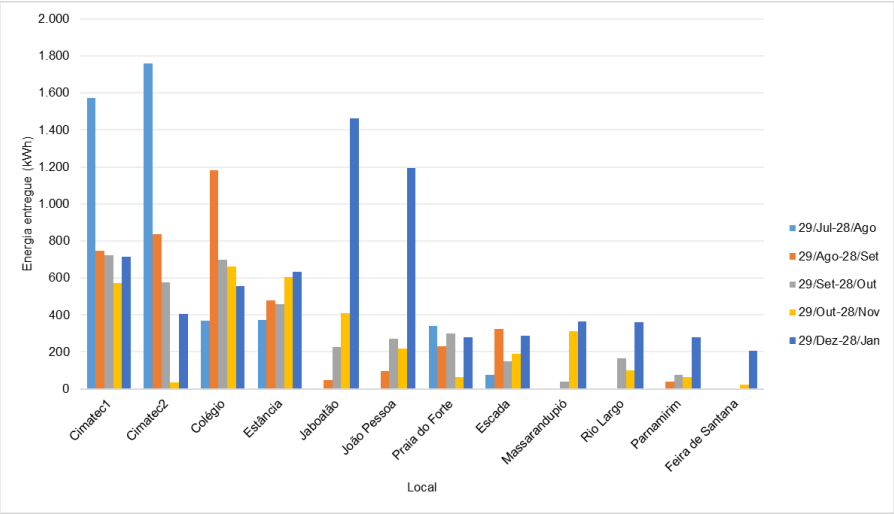


Figura 2 – Energia entregue por estação em períodos de 30 dias entre 29/07/2021 e 28/01/2022

Percebe-se que as estações mais utilizadas entre 29/07/2021 e 28/11/2021 foram as de Salvador (Cimatec1 e Cimatec2), Porto Real do Colégio (Colégio) e de Estância. Isso é explicado pelo fato dos testes dos VEs do projeto terem se concentrado em trechos de Salvador e na BR101 (rodovia que as estações de Porto Real do Colégio e de Estância estão localizadas) nesse

período. Para uma melhor visualização do total de energia entregue por estação, a Tabela 4 é apresentada.

Tabela 4 – Energia entregue por estação em períodos de 30 dias entre 29/07/2021 e 28/01/2022

Local	29/Jul-28/Ago (kWh)	29/Ago-28/Set (kWh)	29/Set-28/Out (kWh)	29/Out-28/Nov (kWh)	29/Nov-28/Dez (kWh)	29/Dez-28/Jan (kWh)	Total (kWh)
Cimatec1	1.571	747	722	572	908	713	5.233
Cimatec2	1.758	838	575	36	174	405	3.785
Colégio	369	1.181	696	663	673	556	4.138
Estância	374	479	458	603	552	635	3.101
Jaboatão	5	49	226	408	980	1.461	3.130
João Pessoa	0	96	272	217	463	1.195	2.243
Praia do Forte	342	229	299	65	81	280	1.295
Escada	76	324	147	189	105	287	1.127
Massarandupió	0	0	41	310	345	365	1.060
Rio Largo	0	0	164	102	358	361	984
Parnamirim	0	37	76	65	123	279	580
Feira de Santana	0	0	0	25	200	205	430
Total	**4.494**	**3.980**	**3.677**	**3.254**	**4.961**	**6.741**	**27.107**

Os valores de energia entregue de 0 kWh indicam que as estações ainda não estavam operacionais nos respectivos períodos e localidades. A partir disso, conclui-se que além de terem sido as estações mais utilizadas entre julho e agosto de 2021, as estações Cimatec1, Cimatec2, Colégio e Estância foram as que mais forneceram energia aos veículos entre julho e agosto de 2021. Além disso, verifica-se tendência de crescimento da utilização de outras estações, tais como: Jaboatão, João Pessoa, Massarandupió e Feira de Santana.

Em relação ao total de energia entregue pelas estações por intervalos de 30 dias, verificou-se que dos 27.107 kWh fornecidos, 6.741 kWh (24,9%) ocorreram entre 29/12/2021 e 28/01/2022, o que representa uma intensificação do uso. Na Figura 3 é apresentado o ranking das estações mais utilizadas entre

29/12/2021 e 28/01/2021, verificando que as estações mais utilizadas no período foram: Jaboatão de Guararapes e João Pessoa. Dos 6.741 kWh de energia fornecidos no período, 2.656 kWh (39,4%) foram providos por essas estações.

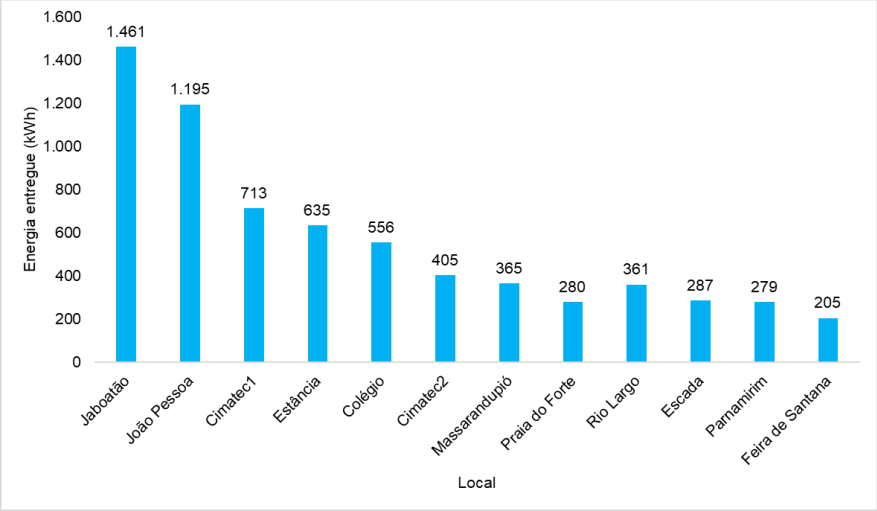


Figura 3 – Ranking das estações mais utilizadas entre 29/12/2021 e 28/01/2021

Quanto ao valor total de energia entregue por tipo de tomada, na Tabela 5 é apresentado a energia entregue por tipo de tomada em intervalos de 30 dias entre julho de 2021 e janeiro de 2022. A energia entregue pela tomada CCS representou 76,15% do valor total de 27.107 kWh, enquanto que da CHAdeMO e do Tipo 2 foi 5,03% e 18,82%, respectivamente. Ressalta-se que os plugues dos veículos utilizados no Projeto são CCS e Tipo 2, como indicado na Tabela 5. Assim, a utilização da tomada CHAdeMO representa uma maior adesão dos usuários às estações do Corredor Verde e, por consequência, a aceleração da mobilidade elétrica no Nordeste.

Tabela 5 – Energia entregue por tipo de tomada e por períodos de 30 dias

Tipo de Tomada	29/Jul-28/Ago	29/Ago-28/Set	29/Set-28/Out	29/Out-28/Nov	29/Nov-28/Dez	29/Dez-28/Jan	Total (kWh)
CCS	2.965	3.330	3.029	2.762	3.809	4.746	20.641
CHAdeMO	0	0	0	70	283	1.010	1.363
Tipo 2	1.530	650	648	422	869	985	5.102
Total (kWh)	4.494	3.980	3.677	3.254	4.961	6.741	27.107

Em relação ao número de recargas, na Tabela 6 é apresentada a distribuição das realizadas por estação em períodos de 30 dias entre julho de 2021 e janeiro de 2022. Similarmente à análise da energia entregue, as estações Cimatec1 e Cimatec2 foram as mais utilizadas entre 29/07/2021 e 28/08/2021, enquanto que as de Jaboatão dos Guararapes e João Pessoa entre 29/12/2021 e 28/01/2022.

Tabela 6 – Número de recargas realizadas por estação

Local	29/Jul-28/Ago	29/Ago-28/Set	29/Set-28/Out	29/Out-28/Nov	29/Nov-28/Dez	29/Dez-28/Jan	Total
Cimatec1	64	28	33	38	60	31	254
Cimatec2	72	40	34	9	16	22	193
Colégio	14	53	29	29	32	19	176
Estância	20	23	38	45	33	34	193
Jaboatão	3	10	18	16	24	47	118
João Pessoa	0	4	15	9	23	65	116
Praia do Forte	37	23	33	6	10	35	144
Escada	4	18	13	13	12	28	88
Massarandupió	0	0	8	21	32	32	93
Rio Largo	0	0	18	12	21	26	77
Parnamirim	0	6	16	5	4	16	47
Feira de Santana	0	0	0	3	46	15	64
Total							**1.563**

Do total de 1.563 recargas ocorridas entre julho de 2021 e janeiro de 2022, 956 foram realizadas a partir de tomadas CCS, 68 de CHAdeMO e 539 de Tipo 2. Percentualmente, as recargas CCS representaram 61,16% do número total de recargas ocorridas, enquanto a CHAdeMO o Tipo 2, respectivamente, 4,35% e 34,48%. Na Figura 4 é mostrada a distribuição do número de recargas realizadas por tipo de tomada e estação. Observa-se que a recarga por meio da tomada CHAdeMO foi predominante apenas na estação de João Pessoa. Nas outras estações, a tomada CCS foi a mais utilizada.

Além disso, sabendo que as tomadas CCS e CHAdeMO se referem às recargas rápidas (CC), e a do tipo 2 à recarga semirrápida (CA) observa-se que ocorreram mais recargas rápidas do que semirrápidas no período avaliado. Isso

pode ser justificado pelo perfil do usuário de estações de rodovias, que preferem recargas mais rápidas durante viagens.

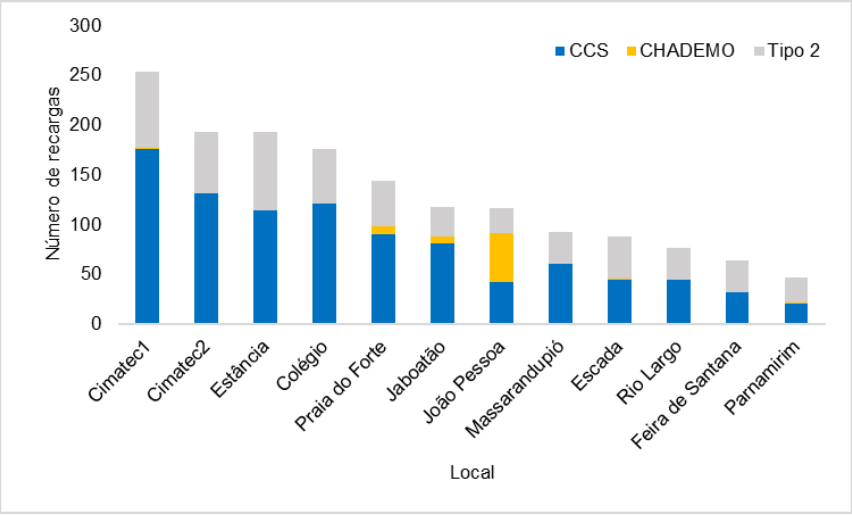


Figura 4 – Distribuição do número de recargas realizadas por tipo de tomada e estação entre julho de 2021 e janeiro de 2022

4. CONCLUSÕES

O presente artigo teve como objetivo apresentar e avaliar o desempenho de utilização da maior eletrovia de recargas rápidas do Brasil, que é composta por 18 eletropostos, está situada entre as cidades de Salvador e Natal, e possui mais de 1.100 km de extensão. Além disso, ressaltou-se que a eletrovia é resultado do Projeto de P&D Corredor Verde, de modo que foi evidenciada a importância do Programa de P&D ANEEL para viabilização da expansão da mobilidade elétrica no Nordeste do País.

Entre os diferentes aspectos de utilização da eletrovia, expôs-se o número e o tipo de recargas realizadas nos carregadores rodoviários, a energia entregue pelas estações aos veículos e as estações mais utilizadas durante um período de 6 meses. Foi observado que das 1.563 recargas ocorridas entre 29/07/2021 e 28/01/2021, 65,51% foram do tipo rápida, sendo 61,16% a partir de tomadas CSS e 4,35% a partir da CHAdeMO. Além disso, observou que do total de

energia entregue pelas estações, 27.107 kWh, 6.741 kWh ocorreu entre 29/12/2021 e 28/01/2022 com as estações de Jaboatão de Guararapes e João Pessoa responsáveis por 2.656 kWh.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DE RUBENS, Gerardo Zarazua et al. The market case for electric mobility: Investigating electric vehicle business models for mass adoption. Energy, v. 194, p. 116841, 2020.

IEA. Global EV Outlook 2021. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021/>. Acesso em 20 fev. 2022.

ABVE. Eletrificados batem todas as previsões em 2021. Disponível em: <http://www.abve.org.br/>. Acesso em: 20 fev. 2022.

DAS, H. S. et al. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 120, p. 109618, 2020.

ITAIPU. Com Apoio de Itaipu, Paraná vai Ganhar a Primeira Eletrovia do Brasil. 2018. Acesso em 21/01/2022. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/com-apoio-de-itaipu-parana-vai-ganhar-primeira-eletrovia-do-brasil/>.

CANAL ENERGIA. EDP e BMW inauguram eletrovia entre Rio e São Paulo. 2018. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/>. Acesso em: 21 jan. 2022.

CELESC. Eletroposto CELESC. 2022. Disponível em: <https://eletropostocelesc.com.br/>. Acesso em: 21 jan. 2022.

CANAL ENERGIA. CPFL Energia e Rede Graal instalam eletroposto na Rodovia dos Bandeirantes. 2017. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/>. Acesso em: 21 jan. 2022.

Neoenergia. Neoenergia Inaugura a Maior Eletrovia do Brasil com Eletropostos de Cargas Rápidas. 2021. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/pt-br/sala-de-imprensa/noticias/>. Acesso em: 21 jan. 2022.

CORRELAÇÃO DA DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS BASEADA EM ESTUDOS DE DIFERENTES CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

Eleonora Fripp Lazzari[1]; Deborah Valverde[2]; Greice Mechi; Rafaella Soares Leitão[2]; Stephanie Pastorelli Biasotto[2]

[1]Universidade Federal de Santa Maria; [2]Universidade Estadual de Campina

RESUMO

Com a crescente demanda de energia elétrica e preocupações ambientais, a utilização de fontes renováveis para produção de energia vem sendo uma alternativa muito empregada. Dessa forma, a energia solar ainda é a mais utilizada pelos países que possuem essas preocupações e índices globais de radiação solar elevados, com maior potencial energético para essa fonte. Contudo, alguns problemas como a degradação dos módulos podem comprometer a confiabilidade da produção de energia elétrica e reduzir a vida útil do sistema. Nesse sentido, o objetivo do trabalho consiste em selecionar, nos últimos 10 anos, estudos de degradação em módulos, com o intuito de analisar as principais causas de degradação visual e elétricas apontadas através da curva I-V em sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Degradação, Curva I-V, Inspeção Visual, Módulos Solares Fotovoltaicos.

ABSTRACT

With the growing demand for electricity and environmental concerns, the use of renewable sources for energy production has been a widely used alternative. Thus, solar energy is still the most used by countries that have these environmental concerns and high global rates of solar radiation, with greater energy potential for this source. However, some problems such as module degradation can compromise the reliability of electricity production and reduce the life of the system. In this sense, the objective of the work is to select, in the

last 10 years, studies of degradation in modules, to analyze the main causes of visual and electrical degradation by the I-V curve in photovoltaic systems.
Keywords: Degradation, I-V Curve, Visual Inspection, Photovoltaic Solar Modules.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, surgiu uma maior demanda de energia elétrica e, consequentemente, o aumento da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem recebido uma maior atenção. Do ponto de vista ambiental, a energia solar é gerada sem a emissão de gases do efeito estufa, sendo uma alternativa limpa e renovável, já apresentando um grau de desenvolvimento e competitividade suficiente para atuar como alternativa ao consumo de combustíveis fósseis [1]. De acordo com o índice global de radiação solar, áreas com clima equatorial, subtropical, tropical, semiárido e desértico possuem o maior potencial para instalação de usinas solares fotovoltaicas [3].

Os módulos fotovoltaicos são os principais dispositivos de confiabilidade do sistema, por serem os responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica. São constituídos a partir de células de silício conectadas eletricamente em série e encapsuladas, resultando nos módulos solares fotovoltaicos. Todavia, estes dispositivos podem sofrer degradação devido à incidência da radiação solar, por exemplo, assim como defeitos ocasionados durante a própria fabricação, instalação e transporte [4]. No momento da implantação dos projetos fotovoltaicos, é necessário garantir o retorno dos investimentos a partir das estimativas precisas de produção de energia, assim é considerada uma taxa de degradação dos módulos solares fotovoltaicos. Essa taxa pode ser estimada com estudos de desempenho em longo prazo, que promovem a compreensão dos fenômenos e mecanismos de degradação na operação em campo dos módulos [1].

Entre os vários tipos de degradação identificados, destacam-se descoloração, delaminação, corrosão, quebras e fissuras nas células de silício e pontos quentes (*hotspots*) [6]. Também é válido ressaltar a ocorrência de

degradação devido aos efeitos LID (Degradação Induzida por Luz), LeTID (Degradação Induzida por Luz e Temperatura Elevada) e PID (Degradação Induzida por Potencial). De acordo com [6], a partir das curvas I-V e P-V é possível determinar os principais parâmetros elétricos característicos dos módulos solares fotovoltaicos para avaliação de desempenho: tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto-circuito (I_{SC}), ponto de máxima potência (P_{MAX}), fator de forma (*fill factor*), e eficiência (η). Tendo em vista que a ocorrência de problemas devido à degradação dos módulos solares fotovoltaicos compromete a confiabilidade do sistema, este artigo tem como objetivo comparar diferentes estudos referentes à degradação dos módulos em diferentes localizações com semelhanças de condições climáticas.

2. ASPECTOS TEÓRICOS DA DEGRADAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para que se tenha um melhor desempenho na geração de energia de um módulo solar fotovoltaico, é importante que alguns fatores sejam analisados no momento da implementação do projeto, como escolha de componentes, modo e local de instalação, inspeções periódicas para observar se o módulo está operando devidamente. Além disso, recomenda-se que o módulo seja instalado em local com boa incidência de radiação solar, sem a presença de sombreamento. Outro modo de se analisar alguns dos fatores de perdas da instalação é observando a curva característica I-V do sistema, que mostra os valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão de saída, em condições preestabelecidas de temperatura e irradiância total. O Ponto de Potência Máxima (P_{pm}), também denominado como MPP (*Maximum Power Point*), é o ponto da curva em que o produto da corrente pela tensão é máximo.

A alteração da curva I-V pela resistência em série (R_s) pode ser resultado de problemas nas interconexões elétricas de um módulo solar fotovoltaico da fileira, ou problemas externos na fiação e conexões entre fileiras. A resistência

em paralelo (R_p) é resultante de defeitos internos em células de silício. O sombreamento parcial ou acúmulo de sujeira também podem causar este mesmo efeito na curva. A redução na corrente de saída (I_{SC}) é causada pela degradação dos módulos ou acúmulo de sujeira. Redução na tensão de saída (V_{OC}) é causada pelo aumento de temperatura nos módulos, podendo ser causada pelo modo da instalação, com pouca ventilação embaixo dos módulos. As degradações dos módulos ou curtos em diodos de desvio *by-pass* também causam este efeito. As perdas por descascamento causam o aparecimento de "degraus" na curva, como no caso de sombreamento parcial [9].

A degradação dos módulos solares fotovoltaicos, que estão expostos às agressividades do clima, é uma deterioração de forma gradual aos componentes do sistema, afetando a sua capacidade de operação e desempenho. Os módulos com células de silício mono ou policristalinos normalmente possuem garantia de rendimento mínimo de 25 anos, e de 3 a 5 anos para defeito de fabricação.

Descrevem-se, a seguir, os principais fatores responsáveis pela degradação dos módulos solares fotovoltaicos. A delaminação consiste na separação ou perda da aderência entre as camadas que formam o módulo, especialmente entre o vidro e a célula de silício e entre o polímero encapsulante e a célula de silício. Já a corrosão acontece pela entrada de umidade nas camadas que formam o módulo onde se encontra o material metalizado e o vidro. O sódio presente no vidro reage com a umidade e essa reação resulta em corrosão que se dá principalmente nas bordas dos módulos. Segundo [12], a descoloração do encapsulante consiste na degradação do material adesivo entre o vidro e as células de silício ou na degradação do EVA, causando uma mudança de branco para amarelo ou do amarelo para o marrom. Esse fenômeno resulta em uma mudança na transmitância de luz que atinge a célula, levando a corrente de curto-circuito (I_{SC}) reduzindo de 6% a 8% do valor nominal para descoloração parcial e 10% a 13% para a completa descoloração.

Quanto a quebras e fissuras, sabe-se que a espessura reduz de 300 µm para menos de 200 µm e em alguns casos menor que 100 µm. A área aumentou

para 210 mm x 210 mm [15]. Com a redução da espessura e ampliação da área, as células de silício se tornaram mais frágeis e susceptíveis à quebra e ao aparecimento de fissuras, possibilitando risco de choque elétrico e infiltração de umidade. O surgimento de bolhas é consequência de reações químicas que produzem gases. Além do problema estético que pode causar estranheza por parte do proprietário, as bolhas podem ocasionar problemas de performance, principalmente nas regiões mais próximas às bordas. A PID consiste na perda de potência devido à alta tensão, portanto está relacionada às usinas solares fotovoltaicas de médio e grande porte, à escolha de polaridade do potencial. Os módulos solares fotovoltaicos ficam sujeitos a maiores potenciais em relação à terra. Como o isolamento das camadas do módulo não é perfeito acaba gerando correntes de fuga que passam pelo vidro e pelo encapsulante das células de silício para a terra. Essas correntes de fuga são as responsáveis pela perda dos elétrons e consequentemente diminuição da eficiência do sistema. A umidade e a temperatura agem como agravante desse fenômeno, uma vez que aumentam a condutividade para fora do módulo.

Já a LID consiste na luz em uma célula fotovoltaica cristalina durante as primeiras horas de exposição ao sol, após esse período o módulo alcança um nível estável. A primeira observação da LID foi em células fotovoltaicas feitas com *wafers* de silício dopadas com boro e produzidas pelo processo de Czochralski [13]. Esta perda de eficiência nas células é atribuída à oxidação dos *wafers* de silício do tipo “p”, devido ao mecanismo de recombinação induzida do boro com o oxigênio.

Os *hotspots* consistem em pontos quentes em um módulo com elevada temperatura, que podem causar danos nas células de silício ou em outros elementos dos módulos [15]. Segundo [16], *hotspots* nos módulos ocorrem devido a combinações como falha nas células de silício, falha nas interconexões, sombreamento parcial das células e variação da fotocorrente de célula para célula. O sombreamento pode causar pontos quentes se não tiver uma proteção adequada. O isolamento do *backsheet* é um componente crítico em um módulo, pois é responsável por proteger e isolar eletricamente o próprio módulo. Incluem

problemas de adesão, como descascamento, descamação e fissuras no polímero. A presença dessa degradação pode ter um efeito significativo na energia e representa um risco à segurança. Os diodos *de by-pass* ficam na caixa de junção dos módulos e devem suportar temperaturas e condições extremas. Além disso, também é importante que eles estejam bem encapsulados. Há muitos casos de diodos *de by-pass* de baixa qualidade em módulos baratos que causam a queima do módulo.

Com o objetivo de sintetizar a identificação dos modos de degradação a partir da avaliação a ser realizada em cada caso, tem-se a Tabela 1 (autoria própria).

Tabela 1 – Identificação dos Modos de Degradação

Identificação dos Modos de Degradação			
Modos de Degradação	**Avaliação**	**Modos de Degradação**	**Avaliação**
Escurecimento do Encapsulante	Visual/Isc	Pontos quentes	Termografia / Curva I-V
Delaminação de grandes áreas do filme posterior	Visual	Células quebradas	FF/Visual/ EL
Menores delaminações	Visual	Problemas na caixa de diodos	Curva I-V/ Visual
Comprometimento do isolamento no filme posterior	Visual/ Isolamento	Vidros trincados	Visual
Outros problemas do encapsulamento	Visual	Perdas atribuídas à sujeira permanente	Visual/Isc
Corrosão e aumento de resistência série	Curva I-V/ Rs/Visual	Degradação induzida pelo potencial	Curva I-V/ EL/ Termografia
Comprometimento de circuito interno e soldas	Curva I-V/ Termografia	Deformação na moldura	Visual

3. METODOLOGIA DE PESQUISA

Foi realizada uma pesquisa de materiais de referência na literatura, que esteve atrelada tanto ao acesso de documentos com informações teóricas, quanto de documentos com informações teóricas e experimentos práticos. Os documentos consistem em artigos científicos publicados e disponíveis em plataformas online, bem como, sites sem fins lucrativos e de utilidade pública.

Ao considerar a pesquisa relacionada aos documentos com informações teóricas e experimentos práticos, coletaram-se informações dos experimentos, assim como das análises obtidas em três ramos diferentes, sendo eles agrupamento por tipo de degradação, agrupamento por tipo de clima da localidade da instalação dos módulos e agrupamento por tipo de tecnologia envolvida nos módulos. A partir desse passo, realizou-se a análise geral dos documentos selecionados a fim de ser obtida uma coleta de resultados.

4. RESULTADOS

No presente estudo, foram analisadas 16 instalações com módulos solares fotovoltaicos em diferentes localizações geográficas, conforme a Tabela 2 (autoria própria), com o objetivo de avaliar como a degradação nos módulos se comportam em condições climáticas distintas. Buscou-se selecionar instalações dentre os principais climas existentes no mundo, porém, neste estudo foram abordados os climas Subtropical, Tropical, Desértico, Mediterrâneo e Temperado (conhecido também como Continental), a fim de se obter similaridade ou não entre as possíveis causas de degradação de potência dos módulos, por meio de duas metodologias de análise, Inspeção visual (ANEXO I) e através da Curva I-V (ANEXO II).

Tabela 2– Estudos utilizados na Correlação da Degradação dos Módulos Solares Fotovoltaicos

Estudos utilizados na correlação da degradação dos módulos fotovoltaicos				
Nº	**Autoria**	**Ano**	**Estado**	**País**
1	Nascimento, L. R. D.	2013	SC	Brasil
2	Assunção, H. D.	2014	CE	Brasil
3	Kahoul, N. et al.	2014	Adar	Argélia
4	Pozza, A., & Sample, T.	2016	Varese	Itália
5	Rajput, P. et al.	2016	Haryana	Índia
6	Silva, A.M. et al.	2016	MG	Brasil
7	Quansah, D.A. et al.	2017	Ashanti	Gana
8	Cassini, D. A. et al.	2018	MG	Brasil
9	De Oliveira, F. S. et al.	2018	RS	Brasil
10	Han, H. et al.	2018	Guagdong	China
11	Takeuchi, R. D. O. A. et al.	2020	PR	Brasil
12	De Oliveira, F. S. et al.	2020	RS	Brasil
13	Fonseca, J.E.F.D.	2020	Madrid	Espanha
14	Fonseca, J.E.F.D.	2020	RS	Brasil
15	Lillo-Sánchez, L et al.	2021	Madrid	Espanha
16	Baldus-Jeursen, C. et al.	2021	Quebec	Canadá

4.1 Inspeção visual

Foram analisadas 13 usinas solares fotovoltaicas em regiões distintas, no entanto, com clima predominantemente tropical, subtropical, desértico, mediterrâneo e temperado, ANEXO I. Após análise dos resultados observados, é possível visualizar que a corrosão, fissuras e rachaduras, delaminação, descoloração, escurecimento e *hotspots* foram as maiores causas de degradação dos módulos solares fotovoltaicos.

Como os módulos em campo estão expostos a diversas variáveis do ambiente e dentre elas a umidade, o calor e a radiação UV, pode-se observar que muitos desses sinais de degradação apresentados têm como causa raiz um mesmo fator em comum. A corrosão está ligada à reação química entre o oxigênio, a água e o material encapsulante, que na maioria dos módulos utiliza-

se o EVA (Etileno Acetato de Vinila). Isso resulta na formação do ácido acético que é responsável por gerar e acelerar o processo de corrosão das partes metálicas das conexões internas dos módulos, bem como uma das causas da sua descoloração e/ou escurecimento. A corrosão tende a ocorrer com maior incidência nas regiões caracterizadas por ambiente quente e úmido, ou seja, clima equatorial e tropical. Conforme ANEXO I, os módulos instalados nas condições climáticas analisadas, podem sofrer degradação por corrosão.

Em seguida, observa-se a descoloração e escurecimento como também causadores da degradação de potência dos módulos solares fotovoltaicos, pois este fenômeno afeta diretamente a transmissividade de luz do módulo. Além do ácido acético apresentado como uma das causas para ocorrência de descoloração e escurecimento, a alta temperatura incidente sobre os módulos tem forte influência para o aparecimento desse problema, sendo a primeira e segunda maior causa de degradação observada.

A delaminação está relacionada às causas mencionadas anteriormente, pois tende a ocorrer em climas úmidos e quentes. A umidade penetra na célula de silício e gera a formação de ácido acético, que permite a geração de corrosão que potencializa e facilita a penetração de água no interior. Qualquer impacto ou alta temperatura que resulte em fissuras e rachaduras significativas no módulo, permitindo a entrada de umidade, facilita o aparecimento de delaminação. Em alguns casos, a instalação analisada apresentou o percentual de fissuras e rachaduras com consequente aparecimento de delaminação.

Como é o caso do artigo nº2, encontrado na Tabela 2, que ao longo de 20 anos de exposição em campo apresentou 37% dos módulos solares fotovoltaicos com fissuras/rachaduras e, consequentemente, a delaminação afetou 88,9% dos módulos. Para o artigo nº 13, em 24 anos de exposição 78% dos módulos apresentaram fissuras/rachaduras com 57% dos módulos delaminados. Conforme mencionado no Capítulo 2, a ocorrência de fissuras e rachaduras pode estar relacionada ao modo de fabricação do módulo solar fotovoltaico ou durante o transporte, instalação, manutenção, como também ao calor excessivo e impactos sujeitos ao ambiente ao ar livre durante o longo

período de exposição a essas intempéries. Quanto à ocorrência de *hotsposts* nas instalações analisadas, é possível observar que ocorreram nos climas tropicais e desértico. Os módulos sofreram alta temperatura e incidência de radiação UV que levaram a degradação do encapsulante, a fotodegradação.

Por fim, observa-se a sujeira como possível fator de ocorrência de pontos quentes e algumas instalações. Além disso, o aparecimento de sujeira está relacionado com a falta de manutenção e limpeza frequente dos módulos.

4.2 Curva I-V

Quanto à análise de degradação através da curva I – V, ANEXO II, foram selecionadas 9 instalações com módulos solares fotovoltaicos distribuídas em regiões com climas distintos: Subtropical, Tropical e Mediterrâneo para a verificação do quanto os módulos variaram em relação às suas características elétricas nominais no ano de instalação. Foram analisadas as principais características monitoradas nos módulos das instalações: P_{pm}, V_{OC}, I_{SC} e *fill factor*. Na análise de curva I - V sabe-se que a P_{MAX} gerada pelo módulo solar fotovoltaico depende totalmente da tensão e correntes de saída. Deste modo, as degradações identificadas na inspeção visual impactam diretamente nas características elétricas dos módulos. Cada tipo de degradação impacta em uma variável elétrica. A presença de corrosão nos módulos geram um aumento da R_s que consequentemente reduz o desempenho da corrente fotogerada pelas células de silício. Já a presença de descoloração e escurecimento dos módulos que compõem o sistema prejudica a transmissividade de luz que como resultado faz com que a I_{SC} reduza ao longo do tempo.

A delaminação, assim como a sujeira, por afetarem a irradiação reduzem I_{SC}. Sempre que um fator de degradação afeta a irradiância, afirma-se que a I_{SC} sofrerá diminuição e consequentemente a potência máxima diminuirá. A V_{OC} depende totalmente do fator temperatura, ou seja, quanto maior a temperatura que incide sobre o módulo solar fotovoltaico, mais reduzida será a tensão de saída que impactará na redução de potência dos módulos.

5. CONCLUSÕES

O presente estudo analisou diversos estudos de análise de degradação de potência em instalações com módulos solares fotovoltaicos em diferentes zonas geográficas e com características climáticas distintas, de forma a tentar obter semelhanças e diferenças entre as tipologias de degradação encontradas.

A corrosão e descoloração são os fenômenos que mais ocorrem e que prejudicam altamente a eficiência das usinas solares fotovoltaicas. Além disso, observa-se que ambos tendem a ocorrer em zonas climáticas caracterizadas por ambiente quente e úmido. Nota-se também que a corrosão ocorre tanto em instalações mais antigas quanto em instalações mais novas, e permanece sendo um grande desafio para os fabricantes mesmo nos módulos mais atuais. Algumas indústrias buscam alternativas de aprimoramento na fabricação dos módulos, como a técnica de pintura automotiva (eletrodeposição catódica), com o intuito de preservá-los do efeito da corrosão. As perdas de potências observadas pelo método da Curva I-V estão relacionadas com os danos físicos dos módulos, muitas usinas passam a apresentar diferenças de potenciais e corrente após algum dano físico. No entanto, a maior parte dos estudos de Curva I-V demonstra falhas elétricas e degradação de potência que ultrapassa as dispostas pelos *datasheets* dos fabricantes.

Ressalta-se, por fim, que a zona climática é importante para distinguir os fatores causadores da degradação de potência, contudo não é suficiente para isolar uma ou outra tipologia, a tipologia está mais associada aos hábitos de manutenção da sociedade local e a exposição e qualidade do módulo instalado. O estudo demonstra que o clima pode acelerar ou não um processo de degradação, contudo a tecnologia dos módulos solares fotovoltaicos já evoluiu muito nos últimos anos. Estudos e pesquisas de otimização são realizados para que os módulos sejam preservados de modo mais eficaz dos efeitos da degradação por meio de mecanismos físicos e químicos naturais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] DE OLIVEIRA, Fernando Schuck et al. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NO PERÍODO INICIAL DE OPERAÇÃO. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2020.

[2] Global Photovoltaic Power Potential by Country. 2019. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/download/world>. Acesso em: 14, out, 2021.

[3] ZANESCO, Izete et al. Análise da degradação de módulos fotovoltaicos fabricados com diferentes células solares. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 5, n. 2, 2014.

[4] CHATTOPADHYAY, Shashwata et al. Visual degradation in field-aged crystalline silicon PV modules in India and correlation with electrical degradation. IEEE Journal of photovoltaics, v. 4, n. 6, p. 1470-1476, 2014.

[5] SILVA, Aline M. et al. ANÁLISE DE DEGRADAÇÃO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E OS IMPACTOS NO DESEMPENHO DO SISTEMA.

[6] PINHO, João Tavares et al. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

[7] MUNOZ, M. A. et al. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. Solar Energy, v. 85, n. 9, p. 2264-2274, 2011.

[8] NDIAYE, Ababacar et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. Solar Energy, v. 96, p. 140-151, 2013.

[9] FISCHER, H.; PSCHUNDER, W. Proceedings of the Tenth IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 1973.

[10] MOLENBROEK, E.; WADDINGTON, D. W.; EMERY, K. A. Hot spot susceptibility and testing of PV modules. In: Photovoltaic Specialists Conference. Las Vegas, 1991. p. 547-552.

ANEXO I – Análise de Inspeção Visual

				Características do Módulo					Características do Sistema			Inspeção Visual												
N° Artigo	Clima	Commercial Operation Date (COD)	Tempo de Análise (Anos)	Tecnologia dos Módulos	Marca	Modelo	Potência do Módulo (W)	Células por Módulo	Qtd Módulos Avaliados no Artigo	Potência Total Instalada (W)	Tipo de Estrutura	Degradação de Potência Média	Corrosão	Descolor ação	Escurecimento	Delaminação	Fissuras / Rachaduras	Sujeira	Hot Spots	Delaminação do Backsheet	Infiltração / Umidade	Falhas na Caixa de Junção	Falha nos conectores + e - do Módulo
4	Subtropical	1991	19	Si Cristalino (c - Si)	*	*	*	36	70	*	Fixa	0,22% a.a	6°	2°	1°	4°	5°					3°	
8	Subtropical	1995 - 1999	15	Si Cristalino (c - Si)	*	*	55	*	3	*	Fixa	4,15% a.a	3°	1°	1°	2°			4°				
1	Subtropical	1997	15	Filme fino (a - Si)	*	*	*	*	54	2kWp	Fixa	*					3°	1°					2°
11	Subtropical	*	1,6 anos	Filme Fino (CdTe)	Calyxo	CX3 85	85	*	40	3,4 kWp	Carpot/Fixa	0,67% a.a	1°					*					
11	Subtropical	*	1,6 anos	Filme Fino (CdTe)	Calyxo	CX3 85	85	*	18	1,53 kWp	Carpot/Fixa	0,67% a.a	1°					*					
2	Tropical	1994	20	Si Monocristalino (m-Si)	Siemens	SM55	55	36	27	1485 Wp	Fixa	*	3°	2°		1°	4°						
5	Tropical	1992	22	Si Monocristalino (m-Si)	*	*	40	36	90	3600	Fixa	1,90%	3°	2°			**	**	**	1°	**	4°	
6	Tropical	*	1,6 anos	Si Policristalino (p - Si)	Kyocera	KD135SX UPU	135	*	7	*	Fixa	*		2°			3°		1°				
6	Tropical	*	1,6 anos	Si Policristalino (p - Si)	Kyocera	KD140SX UFBS	140	*	8	*	Fixa	*		2°			3°		1°				
7	Tropical	1998	18	Si Policristalino (p - Si)	ASE GmbH	ASE-50-PWX-D	49	36	14	686	Fixa	*		3°		2°		1°					
3	Desértico	1995	11	Si Monocristalino (m-Si)	*	UDTS - 50	50	36	*	*	*	1,00% a.a		1°	2°		3°		4°				
15	Mediterrâneo	1991	22	Si Policristalino (p - Si)	Isofoton	M-55-L	53	36	56	2968	Fixa	*	**		**	**				**			
13	Mediterrâneo	1993	24	Si Monocristalino (m-Si)	Isofoton	ISO M88	88	60	90	7000	Fixa	0,46%a.a.			1°	4°	2°	3°					
16	Temperado	1992	23	Si Monocristalino (m-Si)	AstroPower Canada	*	47	36	357	*	Fixa	0,2% a.a	4°		5°	1°		3°			2°		
14	Temperado	2004	15	Si Monocristalino (m-Si)	Isofoton	I-100/24	100	72	48	4,8KWp	Fixa	0,85% a.a	1° ***		1° ***	2°	3°	4°		5°			

ANEXO II – Análise da Curva I-V

Coleta de Dados - Curva I x V																
				Características do Módulo					Características do Sistema		Curva I x V					
N° Artigo	Clima	Commercial Operation Date (COD)	Tempo de Análise (Anos)	Tecnologia dos Módulos	Marca	Modelo	Células por Módulo	Qtd Módulos Avaliados no Artigo	Potência Total Instalada (W)	Tipo de Estrutura	Degradação Média	Pm	Voc	Isc	Fill factor (FF) - %
9	Subtropical	2014	4	Si Policristalino (p - Si)	YINGLI SOLAR	YL245P-29b	60	5	*	Fixa	0,85% a.a.	246 W	37,46 V	8,89 V	73,83%
8	Subtropical	1995 - 1999	15	Si Cristalino (c - Si)	*	*	*	3	*	Fixa	4,15% a.a	25,34 W	21,25 V	3,17 A	37%
4	Subtropical	1991	20	Si Cristalino (c - Si)	*	*	36	70	*	Fixa	0,22% a.a	-4,10%	-2,40%	-2,60%	0,80%
12	Subtropical	2004	11	Si Monocristalino (m-Si)	Isofoton	I-100/24	72	48	4800 Wp	Fixa	0,5% a.a	1239,3 W	295,3 V	6,25 A	67%
10	Subtropical	1997	18	Si Monocristalino (m-Si)	Siemens	SM55	33	520	*	Fixa	1,56% a.a	24,38%	2,02%	7,37%	15,74%
5	Tropical	1993-2015	22	Si Monocristalino (m-Si)	*	*	36	90	3600	fixa	1,9% a.a	1,9% a.a.	1,4% a.a.	1,8% a.a.	1% a.a.
7	Tropical	1998	19	Si Policristalino (p - Si)	ASE GmbH	ASE-50-PWX-D	36	14	686	Fixa	1,3% a.a	37,6 W	20,7V (0,2%a.a)	2,86A (0,4% a.a)	0,8%a.a
15	Mediterrâneo	1991	22	Si Policristalino (p - Si)	Isofoton	M-55-L	36	56	2968	Fixa	1,4% a.a	1,4% a.a	0,2% a.a	0,8% a.a	0,6% a.a
13	Mediterrâneo	1993 - 2017	24	Si Monocristalino (m-Si)	Isofoton	ISOO M88	60	90	7000	Fixa	0,46% a.a	72,2 W	7,05 V	14,74 A	0,69

CORRELAÇÃO DAS VARIÁVEIS CLIMÁTICAS COM A GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNICÍPIO DE MEDIANEIRA, PR

Bruna Alves de Souza Holanda[1]; Evandro André Konopatzki[1]; Leandro Antonio Pasa[1]; Juan Nascimento[1]; Natalia de Santi Pilonetto[2]; Lucas de Paula[1]; Vinicius Lima Passolongo[1]; Roberto Padilha Rovani[1]; Elisandra Ratke[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná; [2]Colegio Estadual Mondrone

RESUMO

A conversão solar fotovoltaica é considerada uma das fontes de energia intermitentes e apresenta variações abruptas com as variáveis climáticas, por isso esse trabalho usou dados de precipitação (mm), temperatura média do ar (^oC) e radiação solar ($W.m^{-2}$) para buscar correlação estatística com a potência aparente gerada pelo inversor de frequência (W). A correlação estatística foi analisada por meio da covariância, da correlação e do índice de determinação (R^2) entre as variáveis de entrada e a potência aparente. Os resultados mostraram que existe forte correlação estatística entre a potência e a radiação. Também mostraram correlação média entre a potência aparente e a temperatura. E baixa correlação entre a potência e a precipitação. Como conclusão dessa pesquisa destaca-se que essa variável de entrada não pode ser desprezada, pois foi constatado que a radiação foi reduzida pela chuva e, por conseguinte, a potência de saída do inversor também foi reduzida.

Palavras-chave: Energia solar; Geração distribuída; Estatística.

ABSTRACT

Photovoltaic solar conversion is considered one of the intermittent energy sources and presents abrupt variations with the climatic variables, so this work used precipitation data (mm), average air temperature (oC) and solar radiation (W.m-2) to search statistical correlation with the apparent power generated by the frequency inverter (W). Statistical correlation was analyzed through covariance, correlation and determination index (R2) between input variables and apparent power. The results showed that there is a strong statistical correlation

between power and radiation. They also showed an average correlation between apparent power and temperature. And low correlation between potency and precipitation. As a conclusion of this research, it is highlighted that this input variable cannot be neglected, since it was found that the radiation was reduced by the rain and, therefore, the output power of the inverter was also reduced.
Keywords: Solar energy; Distributed Generation; Statistic.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo fundamental e estratégico para um país, sendo necessária a gestão eficiente da energia consumida. A Medida Provisória n° 579, publicada em setembro de 2012 elaborou o regime de cotas para as usinas que produzem energia de forma renovável e diminuiu os custos com encargos setoriais.

Tais medidas pretenderam reduzir o preço da tarifa de energia elétrica, e consequentemente, incentivar o setor produtivo. Contudo, devido as condições climáticas desfavoráveis e uma grande instabilidade governamental com relação as regulamentações, ocorreu um significativo crescimento nos preços tarifários de energia elétrica (NASCIMENTO, 2018).

Diante de tal panorama a geração fotovoltaica distribuída surgiu como alternativa para redução de custos com energia elétrica. Mas a conversão solar fotovoltaica é considerada uma das fontes de energia intermitentes e apresenta variações abruptas com as variáveis climáticas, especialmente em sistemas de pequeno porte, no âmbito da microgeração.

Estudos nesse tema mostrar haver influência das variáveis aqui estudadas sobre a geração fotovoltaica. Becerra-Díaz e Ando Junior (2021) investigaram o efeito da temperatura no desempenho do projeto solar fotovoltaico para a região oeste do Paraná – Brasil. Concluíram haver redução de eficiência e de potência com o aumento da temperatura.

Nobre et al (2015) estudaram o impacto da neblina no rendimento de sistemas fotovoltaicos em Cingapura. Os autores constataram que os níveis de

qualidade ruim do ar causaram perdas no rendimento de sistemas fotovoltaicos entre 15% e 25%.

Francisco et al (2019) estudaram a influência de parâmetros meteorológicos na geração de energia em painéis fotovoltaicos, demonstraram que a incidência de radiação solar foi a variável que mais explicou a energia gerada

Pereira et al (2017) elaboraram o atlas brasileiro de energia solar, nele abordaram a meteorologia da energia, afirmando haver relação entre a energia solar fotovoltaica e o clima, como mostra a Figura 1, a seguir.

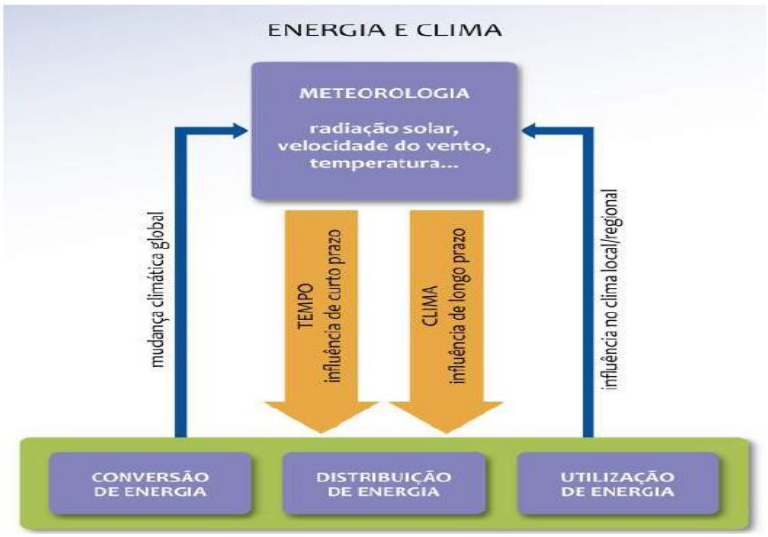


Figura 1 – Correlação entre a energia e o clima
Fonte: Adaptado de Pereira et al (2017)

Cruz (2015 apresentou propostas para desenvolvimento da micro e minigeração eólica e solar no Brasil. Abordou as mudanças climáticas e concluiu apresentando propostas para regulação do setor, incentivos públicos e provados, melhorias na capacidade tecnológica e capacitação profissional.

Cardosa, Uribe e Palacios (2018) analisaram o risco de sistemas de conversão de energia solar usando fatores climáticos meteorológicos. Buscaram a correlação entre eventos severos e perdas na produção fotovoltaica. Constataram que a diferença entre as temperaturas máxima e mínima aparece

em todos os modelos selecionados. A segunda variável mais recorrente foi a temperatura média e a terceira foi a velocidade do vento. As variáveis menos relevantes, em termos de significância nos modelos, foram a umidade e o nível de precipitação.

Campos e Alcantara (2016) desenvolveram um software para predizer a variação de direção de incidência dos raios solares ao longo do ano e dos horários do dia, a fim de estimar a melhor orientação na instalação de painéis fotovoltaicos na cidade de Belém/PA. Abordaram o potencial de radiação solar que pode ser transformado em energia útil. Afirmaram que a eficiência de conversão solar no local depende das condições atmosféricas que interferem nesse aproveitamento. Avaliaram os efeitos de tempo nublado e chuvoso - através da precipitação e da comparação entre a radiação simulada (para céu limpo) e a radiação medida disponibilizada pelo INMET. Os autores concluíram haver correlação do período de menor precipitação com a elevação no índice de radiação medido, favorecendo o rendimento energético.

Por fim, Morais et al (2021) estudaram a influência da irradiação solar na análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e concluíram que a escolha da metodologia de cálculo das estimativas de geração pode influenciar diretamente nos resultados das análises de viabilidade.

Essa pesquisa buscou correlacionar as variáveis climáticas com a geração de energia solar fotovoltaica no Município de Medianeira, PR. Para isso coletou dados do período de 17/06/2019 a 12/06/2021, organizou em intervalos horários (entre 9:00 e 17:00), normalizou os dados com fator Por Unidade (PU) para facilitar a visualização dos resultados e verificou os indicadores estatísticos: covariância, da correlação, grau de assimetria e índice de determinação entre as variáveis de entrada (irradiação, a temperatura média e a umidade) e a potência elétrica aparente.

2. METODOLOGIA

Esse trabalho usou dados de irradiação solar ($W.m^{-2}$), precipitação (mm) e temperatura média do ar (^oC) para buscar correlação estatística com a potência

elétrica aparente (S), calculada a partir da tensão elétrica de saída (V_{ca}) e da corrente elétrica (I_{ca}) medidas na saída do inversor de corrente e relacionadas com o seu rendimento.

Os dados de temperatura foram obtidos da estação climatológica do instituto Ambiental do Paraná (IAPAR) instalada em conjunto com a Universidade tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) no Município de Medianeira (PR) por meio do convênio Projeto Oeste.

Os dados da geração fotovoltaica foram obtidos em uma Unidade consumidora identificada pelo SN nº: 95000DSN18AW0070, localizada no mesmo município.

Os dados usados contemplam o período de 17/06/2019 a 12/06/2021, foram organizados em intervalo horário, entre 9:00 e 17:00. Os dados foram normalizados e tratados Por Unidade (PU) para facilitar a visualização dos resultados.

A análise dos dados consistiu em apresentar os indicadores estatísticos da correlação entre a radiação solar e a potência gerada para toda amostra, em seguida para amostra dos dados excetuando os períodos de precipitação, um filtro excluindo as amostras contendo medição de umidade superior a 90% foi aplicado para apresentar consistência entre a umidade e a potência gerada e, por fim, a correlação de uma nova amostra construída a partir da exclusão dos dados de precipitação e de umidade maior que 80%.

O procedimento seguinte consistiu no cálculo dos indicadores estatísticos entre a temperatura média e a potência gerada considerando os mesmos cenários anteriormente detalhados: para toda amostra, excetuando os períodos de precipitação, excluindo-se as medições de umidade superior a 90% e com a exclusão das umidades maiores que 80%.

A correlação estatística foi analisada por meio da covariância, da correlação, da Distorção (grau de assimetria) e do índice de determinação (R^2) entre as variáveis de entrada e a potência aparente.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os dados coletados apresentaram tendência diretamente proporcional entre a potência elétrica aparente medida na saída do inversor (W) - representada pela curva vermelha na Figura 1 - e radiação solar ($W.m^{-2}$) – representada pela curva roxa.

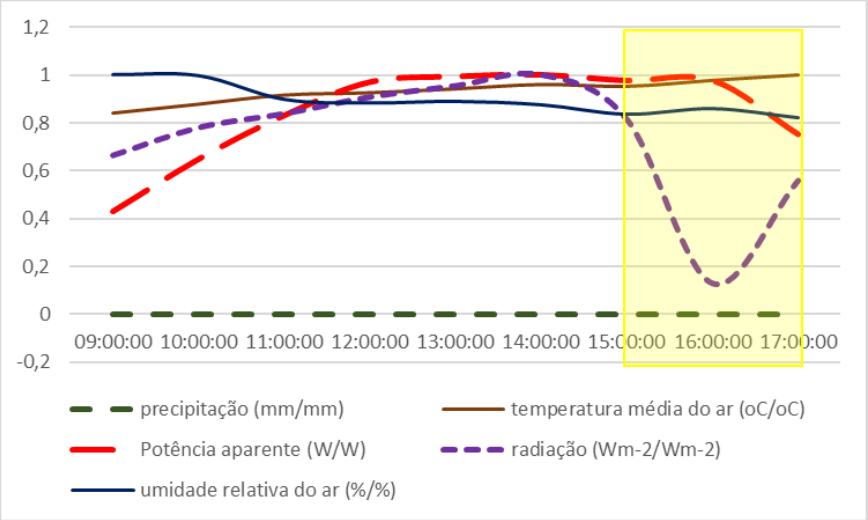
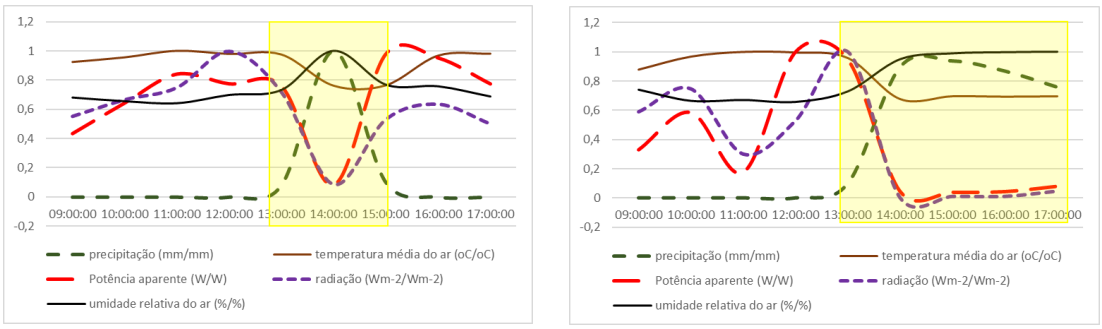


Figura 1 – Valores normalizados da Potência aparente, radiação solar, temperatura média do ar, precipitação e umidade relativa do ar de um dia sem precipitação

Na Figura 1 foi hachurada a região em que a redução da radiação solar implicou (em taxa diferente) redução na potência gerada, caracterizando, dentre todas as variáveis apresentadas, a maior dependência da potência elétrica com essa variável (radiação solar).

Na Figura 2 são apresentados dois dias aleatórios com ocorrência de chuva. As áreas hachuradas mostram que na ascensão da precipitação (curva verde) houve decorrente queda da radiação e da potência gerada.



(a) (b)

Figura 2 – Valores normalizados da Potência aparente, radiação solar, temperatura média do ar, precipitação e umidade relativa do ar de dois dias com precipitação

Quanto ao tratamento estatístico, os dados coletados apresentaram média correlação individual das variáveis radiação e temperatura média do ar com a potência; sendo alto coeficiente variação.

Após tratamento estatístico para separação dos dias chuvosos – daqueles em que não houve precipitação – as amostras apresentaram maiores índices de determinação.

Quanto ao tratamento das amostras com precipitação observou-se que que o índice de determinação entre a radiação e a potência aparente reduziu para 0,0057. Mostrando a interferência das chuvas sobre a radiação incidente nas placas fotovoltaicas e, consequentemente, a grande variabilidade dos dados.

Quanto ao tratamento com dias sem precipitação as amostras foram separadas por faixa de umidade relativa do ar (entre 0 e 80%; entre 80% e 90% e entre 90% e 100%). A dispersão dos dados é apresentada na Figura 3 (a seguir).

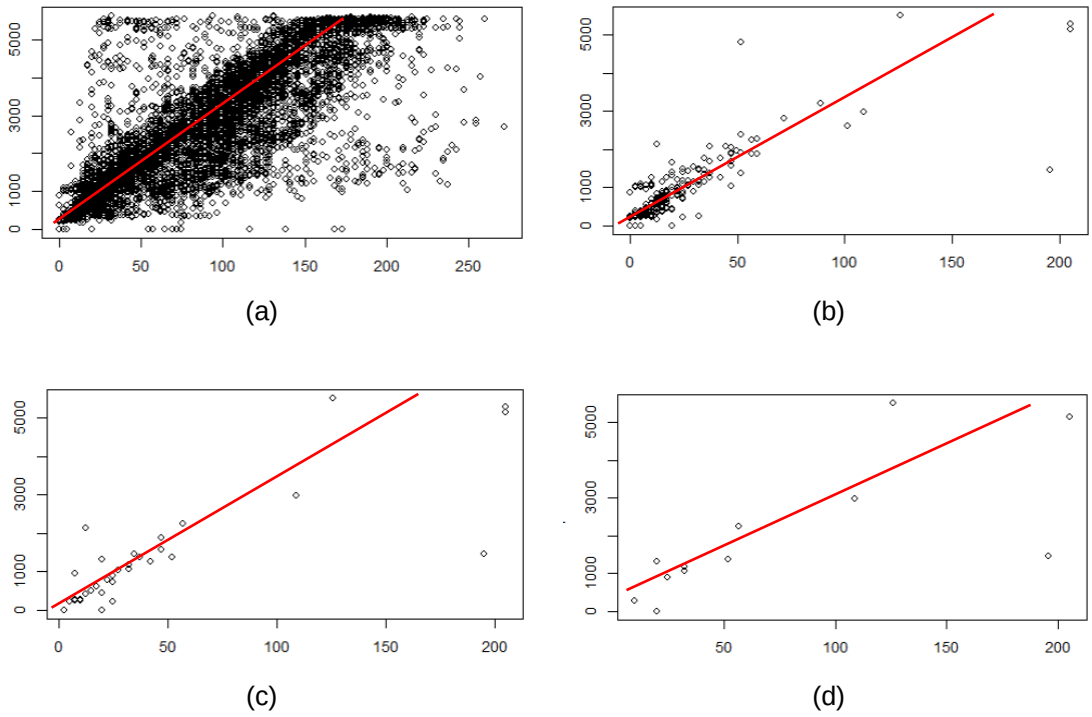


Figura 3 – Correlação entre a radiação e a potência aparente: (a) Toda amostra; (b) Amostra dos dados excetuando os períodos de precipitação; (c) Amostra dos dados com umidade menor que 90% e excetuando os períodos de precipitação; e (d) Amostra dos dados com umidade menor que 80% e excetuando os períodos de precipitação

A correlação entre a radiação e a potência aparente, apresentada na Figura 3 (a), mostra dados de toda amostra, sem tratamentos; a Figura 3 (b) apresenta os dados da amostra excetuando os períodos de precipitação. A Figura 3 (c) mostra e amostragem dos dados com umidade menor que 90% dos dias sem precipitação; e, por fim, a Figura 3 (d) mostra a amostra dos dados com umidade menor que 80% dos dias sem precipitação.

Os índices de determinação desses tratamentos são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Evolução da média das notas (de 0 a 100) de cada tipo de geração em comparação com a edição de janeiro de 2021

Amostra	R^2	R^2 ajustado
Toda amostra	0,6765	0,6609
Amostra dos dados excetuando os períodos de precipitação	0,9031	0,8821
Amostra dos dados com umidade menor que 90% e excetuando os períodos de precipitação	0,6811	0,6711
Amostra dos dados com umidade menor que 80% e excetuando os períodos de precipitação.	0,5111	0,4622

É possível constatar que a chuva promove influência inversa sobre a potência gerada quando se compara o aumento do índice de determinação de da amostra tratada apenas com os dias sem chuva, o R^2 aumentou de 0,6765 para 0,9031.

Da mesma forma a umidade relativa do ar influencia na geração de potência, isso foi comprovado quando as umidades inferiores foram excluídas dos tratamentos seguintes. Foi observado desses tratamentos que o índice de determinação reduziu com a diminuição da umidade relativa, mostrando dependência direta entre essa variável e a potência.

Destarte, mesmo com baixo índice de determinação entre a umidade relativa do ar e a potência de saída do inversor, os resultados mostraram que essa variável não pode ser desprezada. Corroborando com a conclusão de Francisco et al (2019), quando afirmaram que a variável Energia foi explicada pela variável Radiação, entretanto não se deveria descartar as variáveis temperatura e umidade por apresentarem comportamento indireto com a energia gerada.

Segundo Pereira et al (2017), as nuvens e os aerossóis atmosféricos são os principais fatores moduladores da radiação solar que incide na superfície. Cabendo salientar que os aerossóis são provindos da queima de biomassa ou das grandes cidades e podem ser objeto de ações ambientais mitigatórias.

Essa pesquisa mostrou baixa correlação entre a temperatura do ar e a potência elétrica medida na saída do inversor. A Figura 4 (a) mostra os dados de toda amostra de temperatura e potência aparente, em 4 (b) os dados da amostra excetuando os períodos de precipitação. Em 4 (c) mostra um tratamento com umidade menor que 90% considerando os dias sem precipitação e 4 (d) mostra a amostragem dos dias sem precipitação com umidade menor que 80%.

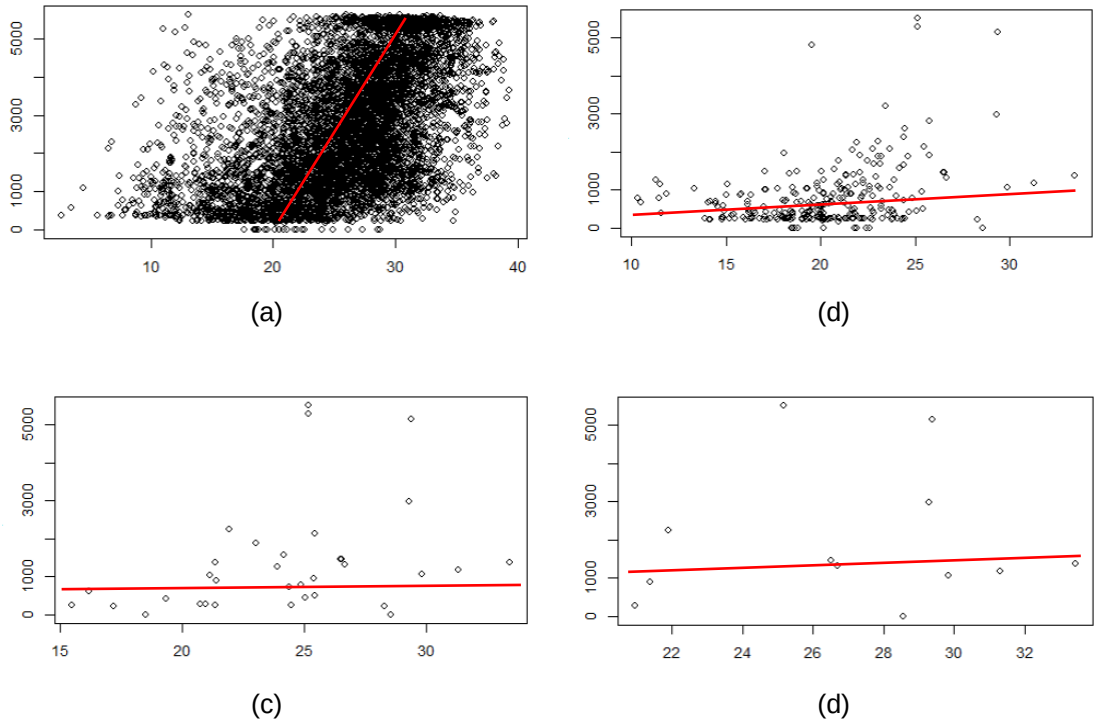


Figura 4 – Correlação entre a temperatura ambiental média e a potência aparente: (a) Toda amostra; (b) Amostra dos dados excetuando os períodos de precipitação; (c) Amostra dos dados com umidade menor que 90% e excetuando os períodos de precipitação; e (d) Amostra dos dados com umidade menor que 80% e excetuando os períodos de precipitação.

Verifica-se – da Figura 4 – que há grande variabilidade dos dados e, portanto, baixa correlação entre a temperatura ambiental e a potência aparente. Os índices de determinação desses tratamentos ficaram abaixo de 0,25 e são apresentados na Tabela 2, a seguir.

Tabela 2 – Evolução da média das notas (de 0 a 100) de cada tipo de geração em comparação com a edição de janeiro de 2021

Amostra	R^2	R^2 ajustado
Toda amostra	0,2408	0,2407
Amostra dos dados excetuando os períodos de precipitação	0,1103	0,1070
Amostra dos dados com umidade menor que 90% e excetuando os períodos de precipitação	0,1095	0,0817
Amostra dos dados com umidade menor que 80% e excetuando os períodos de precipitação.	0,0052	0,0942

A variabilidade sazonal do clima, apresentada por Pereira et al (2017), mostra temperatura média anual entre 18 °C e 29 °C na maior parte do território brasileiro. As maiores médias são observadas em dezembro (acima dos 33 °C) e as temperaturas mínimas médias, em junho – na região Sul – (8 °C).

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Essa pesquisa correlacionou as variáveis climáticas irradiação solar, temperatura média do ar e umidade relativa do ar com a geração de energia solar fotovoltaica no Município de Medianeira, PR.

Para isso organizou, normalizou e verificou os indicadores estatísticos: covariância, correlação, grau de assimetria e índice de determinação entre as variáveis de entrada e a potência aparente.

Os resultados mostram haver correlação estatística entre a potência e a radiação dada dependência direta entre essas variáveis. Também mostraram correlação média entre a potência aparente e a temperatura. E baixa correlação entre a potência e a precipitação.

Mesmo não tendo sido constatada correlação estatística forte entre a potência e a precipitação, essa variável de entrada não pode ser desprezada, pois verificou-se que a chuva forma uma barreira à passagem da radiação, foi constatado, ainda, que nos dias chuvosos a radiação foi reduzida e, por conseguinte, a potência de saída do inversor também foi reduzida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Atlas brasileiro de energia solar / Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza 2. ed. São José dos Campos : INPE, 2017. Disponível em: http://doi.org/10.34024/978851700089 80p.: il. (EBOOK)

Becerra-Díaz, C. and Ando Junior, O.H., Investigation of the effect temperature on the performance of the photovoltaic solar design for the western region of Paraná - Brazil. DYNA, 88(217), pp. 185-199, April - June, 2021.

Campos, M.S., Alcantara, L.D.S., Interpretação dos efeitos de tempo nublado e chuvoso sobre a radiação solar em Belém/PA para uso em sistemas fotovoltaicos. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 31, n. 4(suppl.), 570-579, 2016 DOI: http://dx.doi.org/10.1590/0102-7786312314b20150065

Cardoza, D., Uribe, J.M. and Palacios J., Risk analysis using meteorological weather factors in solar energy conversion systems. DYNA, 85(205), pp. 98-104, June, 2018.

Cruz, D.T., Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor -- versão corr. -- São Paulo, 2015. 155 p.

Francisco, A. C. C., Vieira, H. E. M., Romano, R. R., & Roveda, S. R. M. M. (2019). Influência de parâmetros meteorológicos na geração de energia em painéis fotovoltaicos: um caso de estudo do smart campus Facens, SP, Brasil. Urbe. Revista Brasileira de Gestão Urbana, v. 11, e20190027. https://doi.org/10.1590/2175-3369.011.e20190027

Morais, F.H.M. de, Silva, O.A.V. O.L., Moraes, A.M. de, Barbosa, F.R, Influência da irradiação solar na análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 36, n. 4, 723-734, 2021. DOI: http://dx.doi.org/10.1590/0102-7786360049

Nobre, A., Karthik, K., Liu, H., Yang, D., Martins, F.R., Pereira, E.b., Rüther, R., Reindl, T., Peters, I.M., On the impact of haze on the yield of photovoltaic systems in Singapore. Renewable Energy 89 (2016) 389e400. http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.079

CRISE DE ENERGIA NO BRASIL: IMPACTO DO NÍVEL DO RESERVATÓRIO HIDRELÉTRICO NA VAZÃO DO RIO

Julian Hunt

International Institute for Applied Systems Analysis

RESUMO

As estratégias de gestão da água podem ter impactos consideráveis no clima e na hidrologia da região. Geralmente, a construção e operação de hidrelétricas reduzem a vazão do rio a jusante devido ao aumento da evaporação. No entanto, este trabalho mostra que em regiões úmidas, como no Brasil, os reservatórios de armazenamento de energia hidrelétrica contribuem para aumentar a vazão do rio. Esta observação foi testada com níveis históricos de reservatórios e dados de vazão de rios de várias barragens no Brasil. Constatou-se que a operação de reservatórios no Brasil tem um impacto considerável em suas vazões fluviais. Quanto maior o nível de armazenamento no início do período úmido, maior a vazão do rio durante o período úmido. O trabalho propõe estratégias para permitir o enchimento dos reservatórios e manter os reservatórios cheios no futuro, com o intuito de aumentar a geração hidrelétrica e reduzir a intermitência de outras fontes renováveis de energia.

Palavras-chave: energia hidrelétrica, clima regional, gestão hídrica, seca.

ABSTRACT

Water management strategies can have considerable impacts on the regional climate and hydrology. It is usually the case that the construction and operation of hydropower reduce the river flow downstream due to the increase in evaporation. However, this paper shows that in humid regions, such as in Brazil, the hydropower storage reservoirs contribute to increase the flow of the river. This observation has been tested with historical reservoir levels and river flow data from several dams in Brazil. It was found that the operation of reservoirs in Brazil has a considerable impact on its river flows. The higher the storage level at the

beginning of the humid period, the higher the river flow during the wet period. The paper proposes strategies to allow the reservoirs to fill up and to maintain the reservoirs filled in the future, with the intention of increasing hydropower generation and reducing the intermittency of other renewable energy sources.
Keywords: hydropower, regional climate, water management, drought.

1. INTRODUÇÃO

O uso da terra pode ter um impacto substancial no clima e no perfil de precipitação de uma região. Esses impactos podem ser muito diversos. Por exemplo, a conversão de florestas em terras agrícolas afeta os padrões de precipitação [1–3], o desmatamento pode afetar as temperaturas médias regionais [4] assim como outros impactos [5–7]. Além das mudanças no uso da terra, os padrões de consumo de água, que afetam a evapotranspiração de uma região, também afetam o clima regional [8-10]. Uma área específica de pesquisa que ganhou muita atenção é o impacto da irrigação agrícola na temperatura e precipitação regionais [11-14]. Analisando detalhadamente esses estudos, pode-se concluir que a irrigação agrícola aumenta a umidade do solo e da atmosfera e, para que ocorra a evaporação, a água extrai calor do ar, o que reduz a temperatura média regional. Em outras palavras, a gestão da terra e da água tem um impacto importante no clima regional [15,16]. Essa correlação entre a gestão da terra e da água e o clima foi proposta como medida de adaptação regional para o aquecimento global [17] e incluída em modelos de previsão do tempo [18].

Após o fim da União Soviética em 1991, a indústria hidrelétrica diminuiu rapidamente e foi substituída pelo gás natural. A atual necessidade de reduzir as emissões de CO_2 está retornando o foco na geração hidrelétrica. Até mesmo a IEA mencionou que a energia hidrelétrica será uma fonte chave de geração de eletricidade no futuro [19]. Futuros projetos hidrelétricos devem ser projetados para mitigar os principais impactos ecológicos e ajudar os países e bacias a lidar melhor com as vulnerabilidades causadas pelas mudanças climáticas, como secas e inundações [20,21].

De uma forma geral, grandes reservatórios hidrelétricos resultam em altos níveis de evaporação, o que reduz o fluxo total anual do rio a jusante [22–25]. Por exemplo, o impacto da barragem Keban na Turquia sobre os padrões de precipitação foi insignificante [26] e o fluxo do rio a jusante da barragem foi reduzido devido à evaporação no reservatório. Existem vários projetos de pesquisa sobre o impacto das mudanças climáticas na geração de energia hidrelétrica [27–33]. Outros estudos sobre o impacto do reservatório hidrelétrico na vazão do rio podem ser vistos em [34–36].

No Brasil, a região Sudeste apresenta duas estações bem definidas, sendo uma delas uma estação seca onde a umidade relativa diminui fortemente. Normalmente, a umidade relativa é mínima de agosto até o início de outubro com picos de evaporação. Embora esse período seja longo, ocorre quando os níveis dos reservatórios e as vazões dos rios estão em seus níveis mais baixos [37], o que reduz as perdas por evaporação. Durante a estação chuvosa na região Sudeste do Brasil, a umidade relativa média da atmosfera na superfície é muito alta, o que reduz consideravelmente a evaporação do reservatório. Por outro lado, ao aumentar a umidade regional por meio da evaporação, a evaporação contribui para o aumento da precipitação na região. Este trabalho argumenta que nas bacias hidrográficas do Sudeste brasileiro, quanto maior o nível do reservatório hidrelétrico, maior a precipitação na região e maior será a vazão do rio. Muitos estudos discutem este ponto e podem ser citados para respaldar esta afirmação [38–40], particularmente para o rio São Francisco no Brasil [41–43].

Um estudo publicado recentemente [44] propôs uma possível explicação para o impacto dos reservatórios em climas úmidos é que, durante o período úmido, na região Sudeste do Brasil (entre novembro e abril), a umidade média fica em torno de 70% com baixas velocidades de vento [45]. Assim, a evaporação é baixa e a evaporação adicional contribui para o aumento da precipitação regional, o que acaba por aumentar a vazão fluvial do reservatório. Quando os reservatórios de armazenamento estão cheios, a área inundada e a umidade do solo ao redor do reservatório aumentam. Isso aumenta as taxas de evaporação, o que aumenta a umidade do ar e reduz a temperatura do clima regional. Com

uma atmosfera mais úmida e fria, quando um sistema de clima quente e úmido atinge esses reservatórios, a chance de precipitação aumenta. Por outro lado, quando os reservatórios de armazenamento estão vazios, a área inundada e a umidade do solo ao redor do reservatório são menores. Isso reduz as taxas de evaporação, o que reduz a umidade do ar e aumenta a temperatura do clima regional. Com uma atmosfera menos úmida e mais quente, quando uma frente quente e úmida atinge esses reservatórios, a chance de precipitação diminui. Uma representação visual desse fenômeno é mostrada na Figura 1.

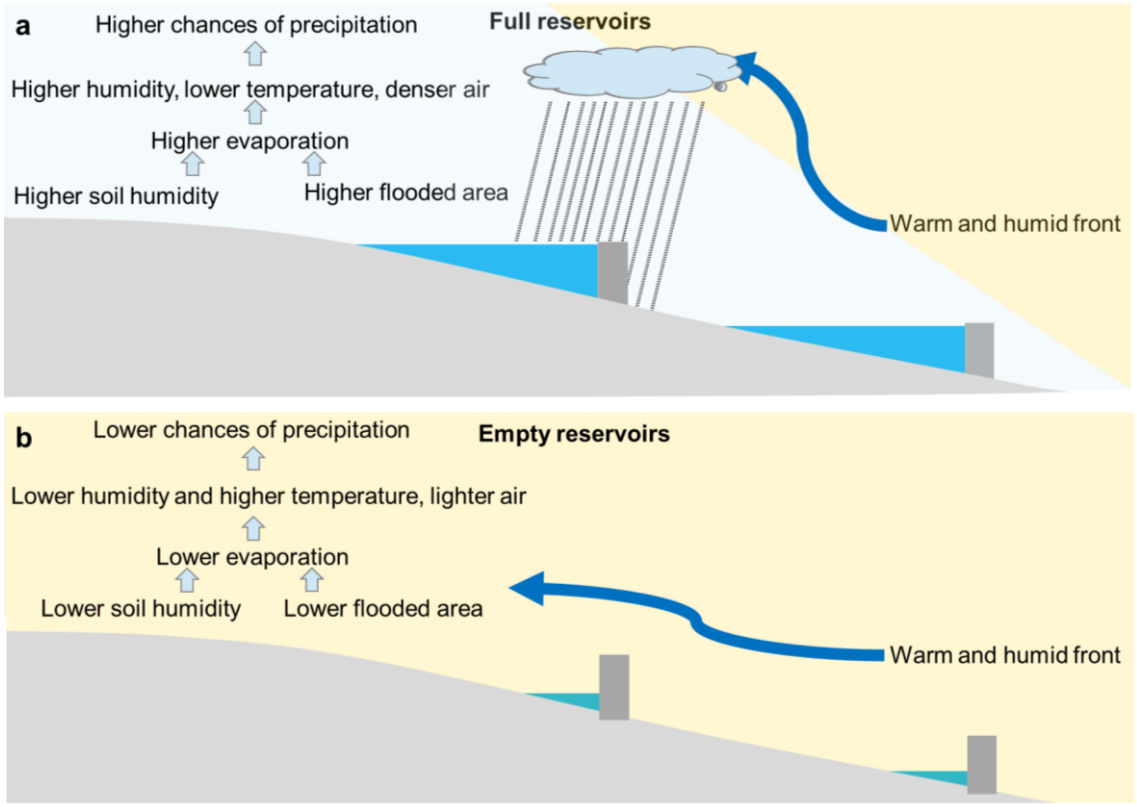


Figura 1 – Diagrama explicando o impacto dos níveis dos reservatórios hidrelétricos na precipitação regional

Historicamente, o setor energético brasileiro foi afetado por múltiplas crises energéticas de diferentes durações e abrangências geográficas, como as crises dos anos de 1924, 1944, 1955, 1964, 1986, 2001 e 2014 [46,47]. Na maioria dos casos, as causas das crises estiveram associadas às condições

climáticas, que impactam diretamente a geração hidrelétrica no país. Em 2021 essa tendência se repete, e o Sudeste brasileiro vem sofrendo uma redução considerável da vazão fluvial e da geração hidrelétrica, tendência que se iniciou na seca de 2014-2015, conforme mostra a Figura 2. A Figura 2 apresenta uma comparação entre a energia natural afluente e a energia armazenada nas diferentes regiões do Brasil. É bem entendido e aceito que o nível dos reservatórios aumenta com o aumento da precipitação em escala semanal e mensal.

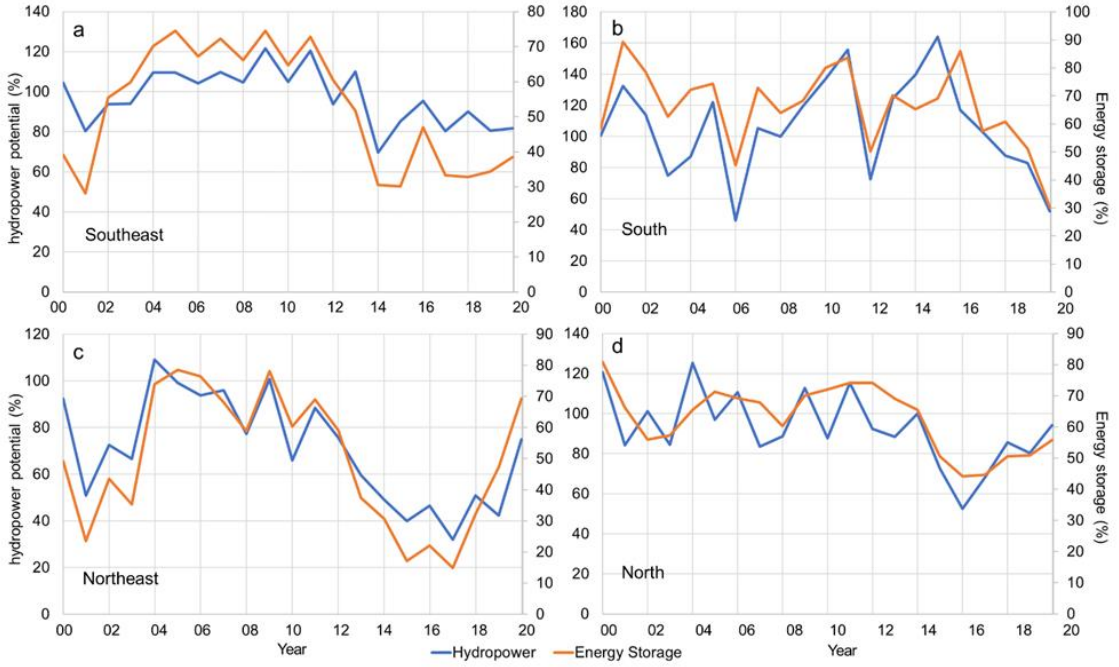


Figura 2 – Comparação entre o potencial hidrelétrico e a energia armazenada nas regiões (a) Sudeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte do Brasil (anos 2000 a 2020)

O objetivo deste trabalho é demonstrar que, em escala anual, os níveis do reservatório têm um impacto maior na vazão do rio do que o impacto da vazão do rio nos níveis do reservatório. Ou seja, se o reservatório estiver vazio, haverá menos precipitação na bacia e a vazão do rio reduzirá significativamente. Este artigo está dividido em quatro seções. A seção 2 apresenta a metodologia implementada neste artigo. A Seção 3 apresenta os resultados do trabalho. A seção 4 conclui o artigo.

2. METODOLOGIA

A metodologia aplicada neste artigo está descrita na Figura 3 e consiste nas seguintes etapas. A etapa 1 consiste na coleta de dados históricos dos níveis dos reservatórios e a vazão natural afluente dos rios das barragens analisadas (Figura 3a). A vazão natural afluente é uma estimativa do fluxo do rio assumindo que não há extração de água do rio, armazenamento de água ou evaporação em barragens de reservatórios. Isso permite que a vazão natural afluente do rio estimada em 1970 seja comparada com a vazão natural estimada do rio em 2020. Observe que pode haver erros ou mudanças na metodologia para estimar a vazão natural do rio durante este período. As fontes de dados e outros detalhes para as barragens selecionadas estão descritos na Tabela 1. A fonte de dados sobre a vazão natural afluente do rio de todas as barragens é [48].

A etapa 2 consiste em comparar o nível do reservatório da barragem no final da estação seca (final de outubro), com a vazão média da estação chuvosa seguinte (novembro a abril). O nível do reservatório em outubro foi selecionado porque geralmente é o mais baixo do ano e é pouco antes do início do período úmido. A vazão média do rio de novembro a abril (período úmido) foi selecionada por estar próxima de outubro, o que aumenta a influência do nível do reservatório em outubro, e por ser o período em que a vazão do rio costuma estar mais alta na região Sudeste. Esses dados são então plotados em um gráfico e uma regressão linear é criada para estimar o impacto do nível do reservatório na futura vazão do rio.

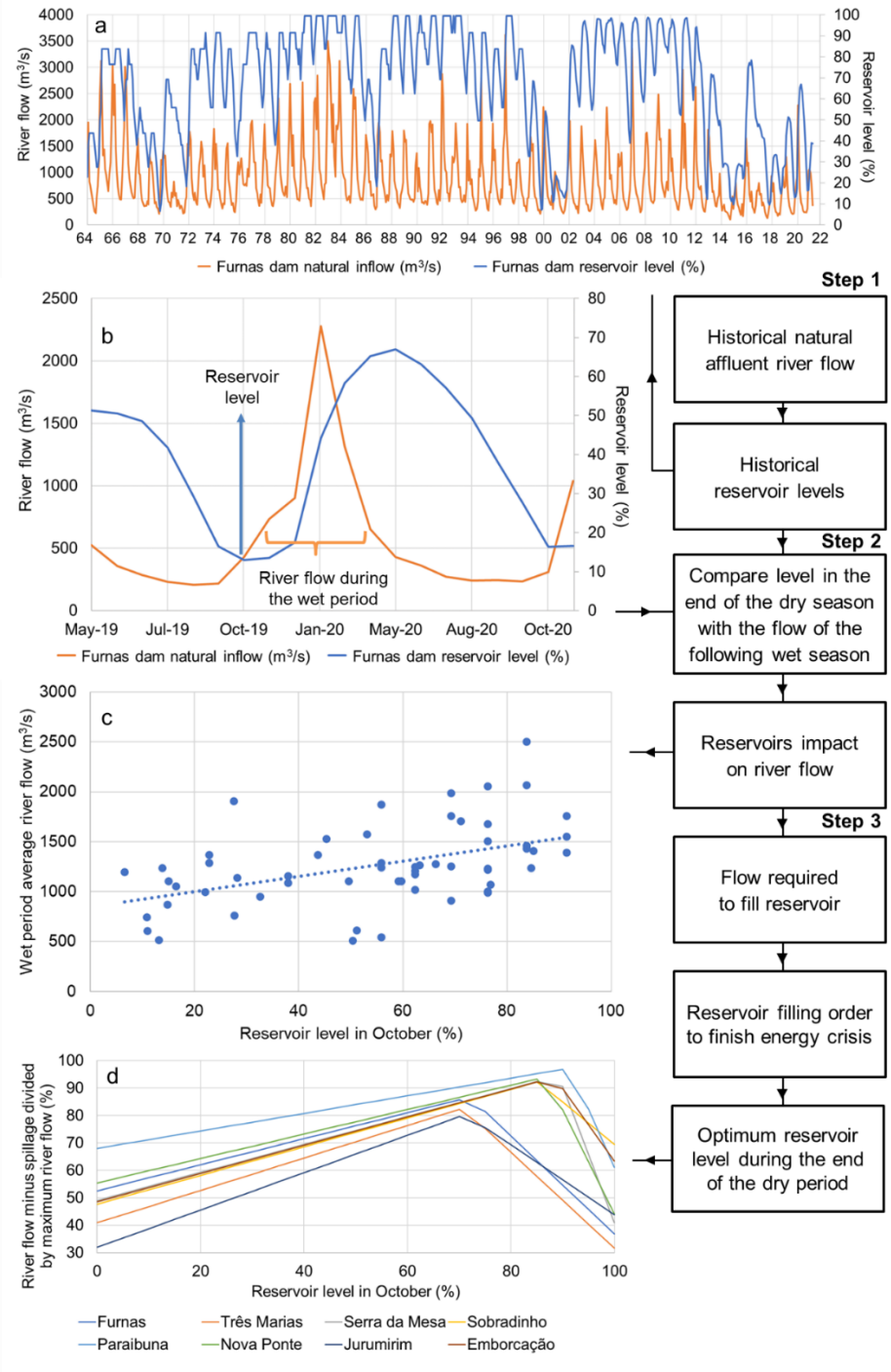


Figura 3 – Fluxograma descrevendo a metodologia implementada no artigo, destacando (a) o nível histórico do reservatório e vazão do rio, (b) os dados considerados na análise, (c) comparação do nível do reservatório e vazão do rio, (d) ótimo nível operacional do reservatório

Após estimar o impacto do nível do reservatório na vazão do rio, a Etapa 3 consiste em calcular o volume de água necessário para encher os reservatórios e a energia armazenada nos reservatórios. Essas estimativas são então utilizadas para propor quais usinas hidrelétricas devem ser preenchidas primeiro com o objetivo de reduzir a necessidade de usinas termelétricas e as emissões de CO_2. Uma análise final pretende mostrar o nível ótimo dos reservatórios da barragem no final de outubro com a intenção de maximizar a geração hidrelétrica, considerando a possibilidade de que a água possa ser derramada sem gerar energia hidrelétrica se os reservatórios estiverem muito altos, e considerando diferentes fatores de capacidade média de geração durante o período úmido. Esta metodologia é limitada a barragens hidrelétricas que possuem capacidade útil de armazenamento de reservatórios. Não pode ser aplicado a usinas hidrelétricas a fio d'água. Além disso, a seleção do nível mensal do reservatório e da vazão média do rio variará de bacia para bacia.

Tabela 1 – Descrição das barragens e dados hidrológicos

Usinas	Área (km^2)	Armaz. (km^3)	Rio	Dados desde	Referência
Jurumirim	450	3,17	Paranapanema	1999	[49]
Três Marias	1064	15,28	São Francisco	1976	[50]
Sobradinho	4196	28,67	São Francisco	1998	[51]
Furnas	1442	17,22	Grande	1972	[52]
Emborcação	478	10,38	Paranaíba	1982	[53]
Nova Ponte	442	10,38	Araguari	1999	[49]
Serra da Mesa	1783	43,25	Tocantins	1999	[49]
Paraibuna	177	2,64	Paraíba do Sul	1993	[54]

A Figura 4 apresenta as principais barragens hidrelétricas de armazenamento no Brasil, destacando as barragens selecionadas neste estudo. Essas barragens foram selecionadas com os seguintes critérios: i) grande barragem na cabeceira do rio principal, ii) capacidade plurianual de armazenamento do reservatório, iii) fluxo altamente sazonal com o nível mínimo de armazenamento atingido em outubro, iv) disponibilidade de dados de níveis históricos do reservatório.

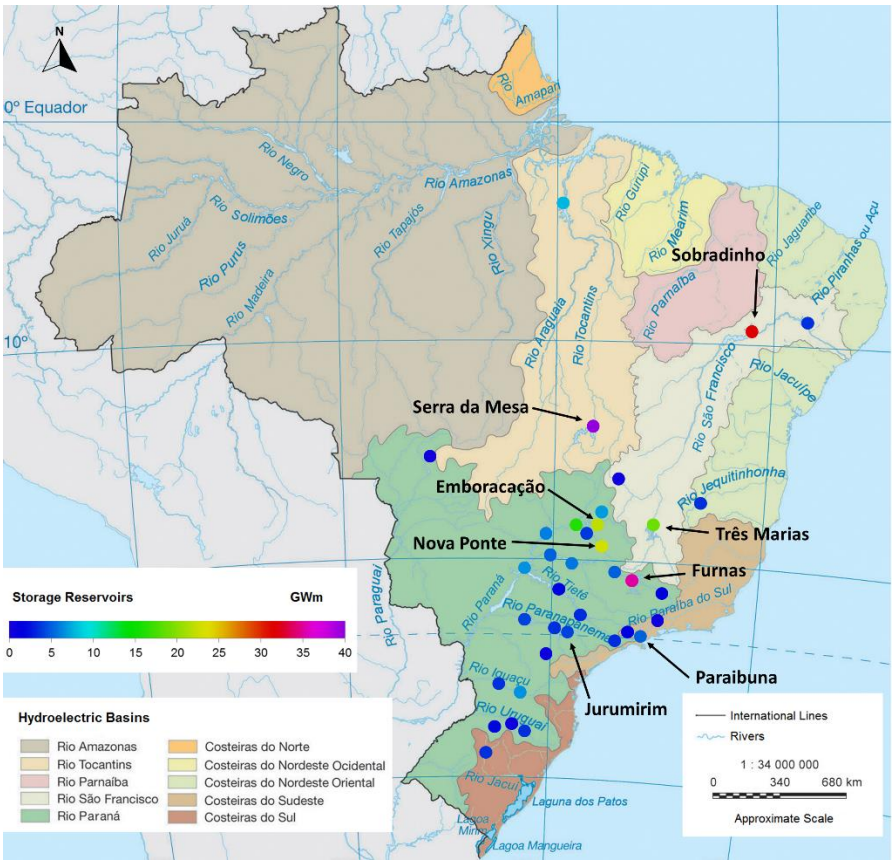


Figura 4 – Principais usinas hidrelétricas de armazenamento no Brasil e barragens estudadas neste artigo

3. RESULTADOS

Os resultados da etapa 2 são mostrados na Figura 5 e na Tabela 2. A Figura 5 apresenta uma comparação entre o nível do reservatório em outubro e a vazão média do período úmido nas usinas de Furnas, Três Marias, Emborcação, Serra da Mesa, Jurumirim, Nova Ponte, Sobradinho e Paraibúna. Como pode ser visto em todas as barragens, a vazão média do período úmido do rio aumenta com os níveis do reservatório em outubro, antes do início do período úmido. Observe que a análise de vazão da figura é a vazão natural afluente do rio, o que retira a influência humana no fluxo do rio. Isso resulta em uma boa comparação da vazão do rio entre hoje e 60 anos atrás.

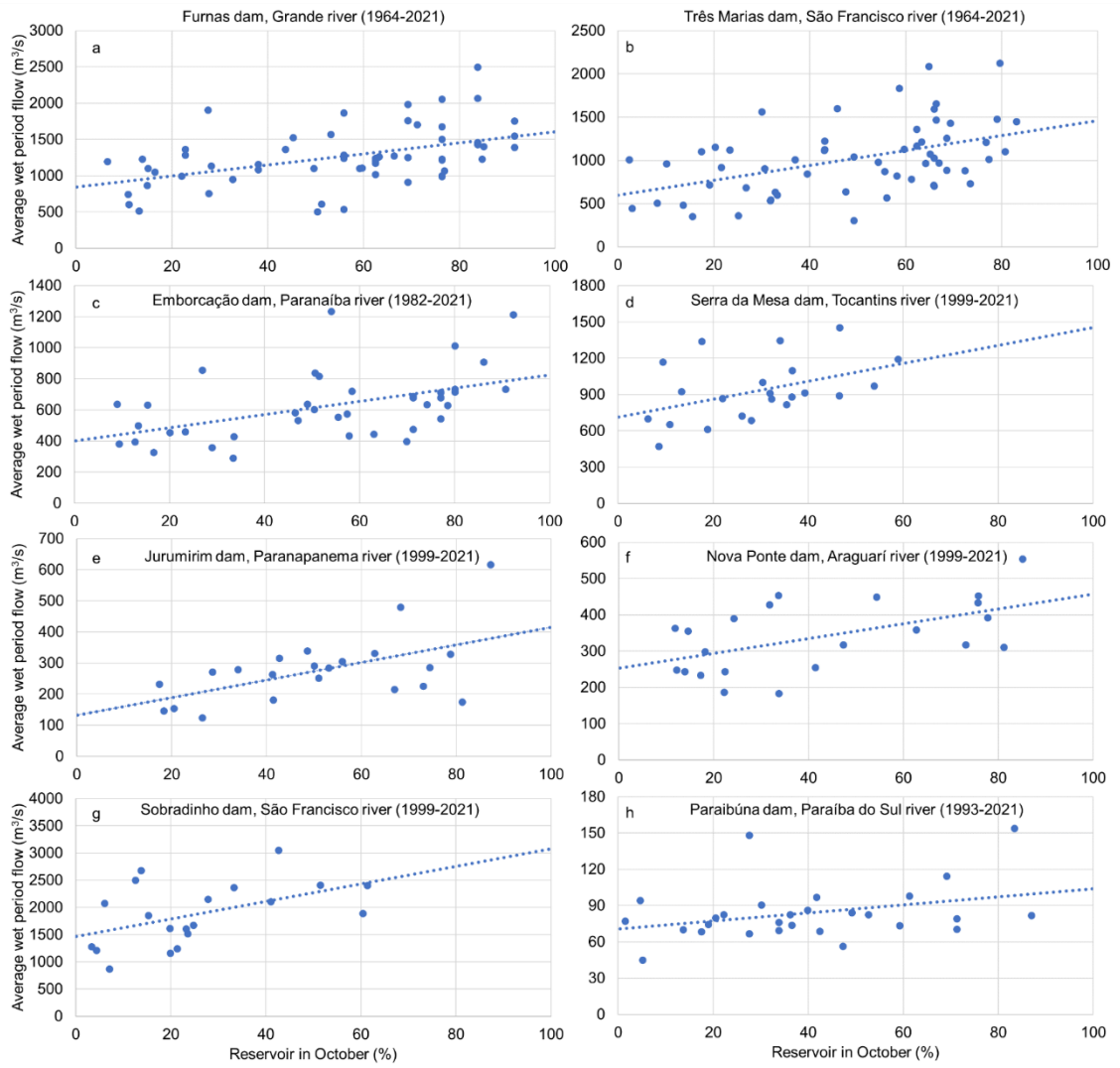


Figura 5 – Comparação entre o nível do reservatório em outubro e a vazão média do período úmido nas usinas de (a) Furnas, (b) Três Marias, (c) Emborcação, (d) Serra da Mesa, (e) Jurumirim, (f) Nova Ponte, (g) Sobradinho e (h) Paraibúna

A Tabela 2 mostra que, em média, a vazão do rio em todas as barragens aumenta 112% se o reservatório estiver cheio em outubro, em comparação com o reservatório vazio. A barragem que apresenta o maior aumento da vazão do rio com reservatório cheio é a de Jurumirim no rio Paranapanema, o que resulta em um aumento de 213% na vazão do rio. A barragem que o nível do reservatório menos impacta na vazão do rio é o reservatório Paraibuna, no rio Paraíba, com aumento de vazão de 47,1%. O coeficiente de determinação (R^2) é calculado

para estimar em que medida o volume do reservatório em outubro impacta a vazão média do rio no período úmido. Resíduos padrão maiores que 2 ou menores que -2 são removidos e o R^2 sem dados incomuns também é estimado. A barragem com maior e menor R^2 com e sem dados incomuns é Jurumirim com 0,301 e 0,418 e Paraibuna com 0,113 e 0,143.

Tabela 2 – Aumento da vazão do rio com mudança total no nível do reservatório e constantes da linha de regressão

Usinas	Aumento do fluxo do rio (%) (reserv. cheio vs vazio)	Linha de regressão na Figura 5 (Y = aX+b)		R^2	R^2 dados não fora do normal >2
		a	b		
Jurumirim	213,1	2,8258	132,6	0,301	0,418
Três Marias	144,7	8,6263	596,3	0,224	0,229
Sobradinho	109,7	16,1032	1468,3	0,240	0,240
Furnas	90,3	7,6322	845,0	0,221	0,302
Emborcação	105,8	4,2475	401,3	0,245	0,281
Nova Ponte	80,5	2,0367	253,0	0,294	0,294
Serra da Mesa	103,9	7,4064	712,9	0,189	0,295
Paraibuna	47,1	0,3327	70,5	0,113	0,143
Average	111,9	-	-	0,228	0,275

Os resultados da etapa 3 são mostrados na Figura 6, Figura 7, Tabela 3 e Tabela 4. Com o intuito de estimar o aumento da geração hidrelétrica, foram adicionadas às usinas de cabeceira em análise e as usinas em cascata. O reservatório de armazenamento que possui a maior queda de geração hidrelétrica, incluindo a cascata, é Nova Ponte com 641,6 metros, conforme apresentado na Tabela 3. O reservatório de armazenamento com a menor queda, incluindo a cascata, é Sobradinho com 306,9 metros. Multiplicando esta queda de geração pelo aumento da vazão do rio na Tabela 2, e assumindo uma eficiência de geração de 90%, encontra-se o aumento da geração em cascata. A barragem com maior aumento de geração em cascata com a mudança do nível do reservatório em outubro é a barragem de Sobradinho com aumento médio de

4,36 GW durante o período úmido. A barragem com o menor aumento de geração é a de Paraibuna com 0,09 GW.

Tabela 3 – Descrição da barragem, análise e ordem de enchimento do reservatório

Usinas	Queda, incluindo usinas em cascata (m)	Aumento da geração em cascata (GW)	Capacidade de armazenamento do reservatório (GWm)	Aumento da capacidade de geração / Armazenamento	Ordem de enchimento do reservatório
Jurumirim	385,30	0,96	4,2	0,229	1
Três Marias	357,1	2,72	18,6	0,146	2
Sobradinho	306,9	4,36	30,0	0,145	3
Furnas	610,25	4,11	35,8	0,115	4
Emborcação	510,15	1,91	22,7	0,084	5
Nova Ponte	641,65	1,15	22,7	0,051	6
Serra da Mesa	323,4	2,11	47,6	0,044	7
Paraibuna	336,7	0,09	3,0	0,030	8
Total	-	17,41	184,6	-	-

Um aspecto importante para planejar a ordem de enchimento dos reservatórios é a capacidade de armazenamento de energia das barragens dos reservatórios. Se a geração hidrelétrica for reduzida para permitir a recomposição dos reservatórios, o fornecimento de eletricidade para o país terá que vir de outras fontes, ou a demanda de eletricidade terá que ser reduzida. Das barragens analisadas neste estudo, a de maior capacidade de armazenamento de energia é a Serra da Mesa com 47,6 GWm (equivalente energeticamente a uma usina gerando 47,6 GW de eletricidade continuamente por um mês). A barragem de menor capacidade de armazenamento é Paraibuna com 3 GWm. As barragens que devem ser preenchidas primeiro são as que terão o maior aumento na geração de energia hidrelétrica com a menor necessidade de armazenamento de energia. Isso é encontrado dividindo as colunas “Aumento na geração em cascata (GW)” pela coluna “Capacidade de armazenamento do reservatório (GWm)”. Quanto maiores os valores, maior a prioridade para o enchimento da barragem.

Após o enchimento de todas as barragens dos reservatórios do Brasil, o foco é operar os reservatórios com a intenção de aumentar ao máximo a vazão do rio, mas ao mesmo tempo minimizar as perdas de vazão com vertimento. Quanto mais baixo o nível do reservatório em outubro, maior a capacidade da barragem de armazenar o excesso de vazão do rio e reduzir o vertimento. No entanto, se o nível do reservatório for muito baixo, a vazão do rio reduz significativamente, conforme mostrado neste artigo. Quanto maior o fator de capacidade de geração hidrelétrica durante o período úmido, menor é a vazão vertida. A Figura 6 assume que a barragem de Furnas opera com 100 a 30% de sua capacidade de geração e mostra a geração média de eletricidade do período úmido nas barragens em cascata assumindo que o fluxo do rio segue as linhas de regressão na Figura 5 e Tabela 2. Observe que isso é uma vazão média do rio, portanto, haverá anos com maior vazão e anos com menor vazão, o que não é considerado neste trabalho. Metodologias para minimizar ainda mais o vertimento são propostas em [55,56].

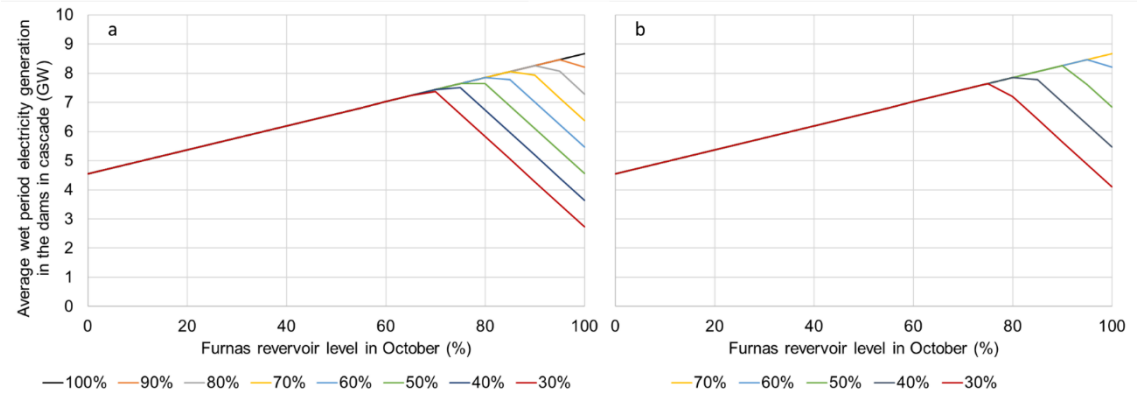


Figura 6 – Geração média de eletricidade no período úmido na usina de Furnas com diferentes níveis de reservatório em outubro e diferentes fatores de capacidade de geração na cascata (a) com capacidade instalada existente e (b) com capacidade instalada 50% maior

Dado que o potencial hidrelétrico no futuro será utilizado para complementar a geração com fontes eólica e solar, um bom fator de capacidade durante o período úmido é de cerca de 50% (linha verde na Figura 6a eb) [57,58]. Neste caso, o nível ótimo da barragem de Furnas em outubro é de 80%,

assumindo a capacidade de geração existente (Figura 6a), o que resulta em uma geração média de eletricidade no período úmido de 7,65 GW, e 90% se a capacidade de geração da barragem de Furnas e barragens em cascata é aumentada em 50%. Nesse caso a geração média de eletricidade no período úmido de 8,25 GW.

A Figura 7a apresenta a vazão do rio menos o vertimento dividido pela vazão máxima do rio se as barragens operarem com um fator de capacidade de geração de 70%. O valor máximo de cada barragem consiste no nível ótimo do reservatório em outubro. Esses valores são apresentados na Tabela 4. Como se pode observar, os reservatórios com grande capacidade de armazenamento em relação à vazão fluvial, como Serra da Mesa Sobradinho e Paraibuna, devem operar com nível de reservatório de 95% em outubro. A barragem com grande afluência e potencial de armazenamento não tão grande deve operar com 80%, como Jurumirim. Alteração do fator de capacidade de geração para 50%. A barragem que deve operar com maior nível de reservatório é a de Paraibuna com 95% da capacidade de armazenamento do reservatório em outubro. As barragens que devem operar com o menor nível do reservatório são Jurumirim, Três Marias, Furnas, Nova Ponte 70% da capacidade de armazenamento do reservatório.

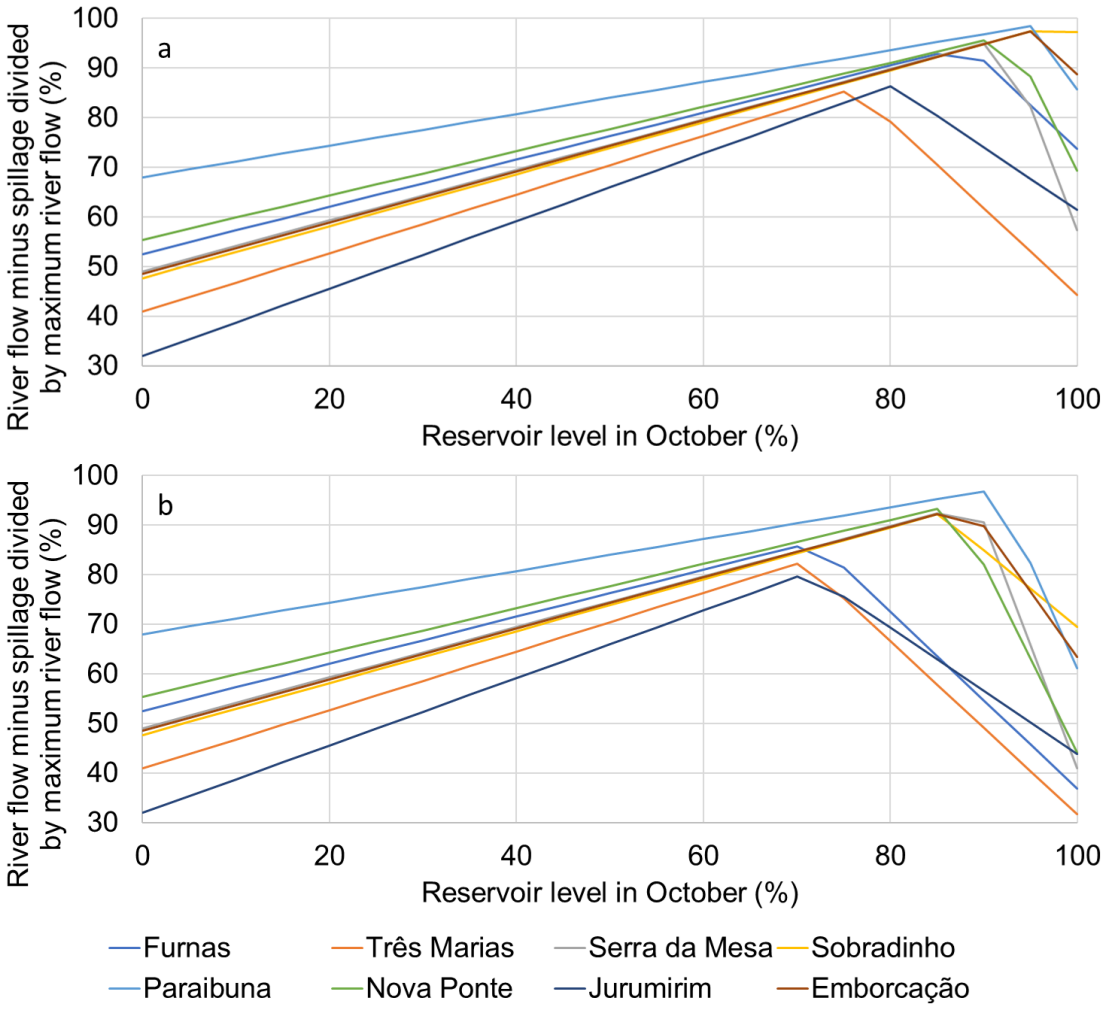


Figura 7 – Vazão do rio menos derramamento dividido pela vazão máxima do rio (%), assumindo (a) uma capacidade de geração de 70% e (b) uma capacidade de geração de 50%

Tabela 4 – Nível ideal do reservatório da barragem em outubro com diferentes fatores de capacidade de geração hidrelétrica no período úmido

Usinas	Nível ideal em outubro com fator de capacidade de 70%	Nível ideal em outubro com fator de capacidade de 50%
Jurumirim	80	70
Três Marias	75	70
Sobradinho	95	85
Furnas	85	70

Emborcação	90	85
Nova Ponte	90	70
Serra da Mesa	95	85
Paraibuna	95	90
Média	88	78

4. CONCLUSÃO

Este trabalho mostrou que os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas têm um impacto significativo na vazão dos rios da região Sudeste do Brasil. Em média, o impacto do nível do reservatório em outubro das barragens analisadas pode chegar a um aumento de 112% na vazão do rio. Ou seja, a vazão com o reservatório cheio é mais do que o dobro comparado o reservatório operando vazio em outubro. Este aspecto mostra que a vazão do rio impacta o nível do reservatório em escala semanal e mensal, porém, olhando para uma escala anual, é o nível do reservatório que influencia o fluxo do rio, conforme mostrado na Figura 2.

As barragens que devem ser preenchidas primeiro para reduzir a necessidade de energia térmica são Jurumirim, Três Marias, Sobradinho, Furnas, Emborcação, Nova Ponte, Serra da Mesa, depois Paraibuna. Após o enchimento dos reservatórios, o nível médio dos reservatórios no final de outubro deve ser de 78% e as hidrelétricas em cascata devem operar com fator de capacidade de 50%. Esse baixo fator de capacidade permitirá que o potencial hidrelétrico gere eletricidade quando não houver energia solar ou eólica na rede. O que, por sua vez, permite que mais energia solar e eólica seja adicionada à rede sem a necessidade de novas soluções de armazenamento.

O Brasil tem um grande potencial hidrelétrico, que não é explorado em sua plenitude desde a seca de 2014 e 2015. O país deve focar na geração de termoeletricidade, solar e eólica, e na conservação de energia para permitir que os reservatórios subam para que o país pode gerar mais energia hidrelétrica com

barragens existentes, reduzir seus custos de eletricidade e reduzir as emissões de CO_2 de fontes de eletricidade térmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Adnana N, Atkinson P. Exploring the impact of climate and land use changes on streamflow trends in a monsoon catchment. Int J Climatol 2011;31:815–31.

[2] Li Z, Liu W, Zhang X, Zheng F. Impacts of land use change and climate variability on hydrology in an agricultural catchment on the Loess Plateau of China. J Hydrol 2009;377:35–42.

[3] Price K. Effects of watershed topography, soils, land use, and climate on baseflow hydrology in humid regions: A review. Prog Phys Geogr Earth Environ 2011;35:465–92. https://doi.org/10.1177/0309133311402714.

[4] Bonan GB. Effects of Land Use on the Climate of the United States. Clim Change 1997;37:449–86. https://doi.org/10.1023/A:1005305708775.

[5] Chen L, Dirmeyer PA. Impacts of Land-Use/Land-Cover Change on Afternoon Precipitation over North America. J Clim 2017;30:2121–40. https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0589.1.

[6] DeAngelis A, Dominguez F, Fan Y, Robock A, Kustu MD, Robinson D. Evidence of enhanced precipitation due to irrigation over the Great Plains of the United States. J Geophys Res Atmos 2010;115. https://doi.org/10.1029/2010JD013892.

[7] Mueller ND, Butler EE, McKinnon KA, Rhines A, Tingley M, Holbrook NM, et al. Cooling of US Midwest summer temperature extremes from cropland intensification. Nat Clim Chang 2015;6:317.

[8] Zou J, Zhan C, Zhao R, Qin P, Hu T, Wang F. Impacts of Water Consumption in the Haihe Plain on the Climate of the Taihang Mountains, North China. Adv Meteorol 2018;2018. https://doi.org/10.1155/2018/6280737.

[9] Liu T, Yu L, Bu K, Yan F, Zhang S. Seasonal local temperature responses to paddy field expansion from rain-fed farmland in the cold and humid Sanjiang Plain of China. Remote Sens 2018;10. https://doi.org/10.3390/rs10122009.

[10] Hunt JD, Leal Filho W. Land, Water, and Wind Watershed Cycle: a strategic use of water, land and wind for climate change adaptation. Clim Change 2018;147:427–39. https://doi.org/10.1007/s10584-018-2164-8.

[11] Kueppers L, Snyder M, Sloan L. Irrigation cooling effect: Regional climate forcing by land-use change. Geophys Res Lett 2007;34.

[12] Chen L, Dirmeyer PA. Global observed and modelled impacts of irrigation on surface temperature. Int J Climatol 2019;39:2587–600. https://doi.org/10.1002/joc.5973.

[13] Chen X, Jeong S-J. Irrigation enhances local warming with greater nocturnal warming effects than daytime cooling effects. Environ Res Lett 2018;13. https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa9dea.

[14] Thiery W, Davin EL, Lawrence DM, Hirsch AL, Hauser M, Seneviratne SI. Present-day irrigation mitigates heat extremes. J Geophys Res Atmos 2017;122:1403–22. https://doi.org/10.1002/2016JD025740.

[15] Betts RA. Biogeophysical impacts of land use on present-day climate: near-surface temperature change and radiative forcing. Atmos Sci Lett 2001;2:39–51. https://doi.org/10.1006/asle.2001.0037.

[16] Tomer MD, Schilling KE. A simple approach to distinguish land-use and climate-change effects on watershed hydrology. J Hydrol 2009;376:24–33. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2009.07.029.

[17] Hirsch AL, Wilhelm M, Davin EL, Thiery W, Seneviratne SI. Can climate-effective land management reduce regional warming? J Geophys Res Atmos 2017;122:2269–88. https://doi.org/10.1002/2016JD026125.

[18] Li X, Mitra C, Dong L, Yang Q. Understanding land use change impacts on microclimate using Weather Research and Forecasting (WRF) model. Phys Chem Earth 2018;103:115–26. https://doi.org/10.1016/j.pce.2017.01.017.

[19] IEA. Hydropower has a crucial role in accelerating clean energy transitions to achieve countries' climate ambitions securely. IEA 2021. https://www.iea.org/news/hydropower-has-a-crucial-role-in-accelerating-clean-energy-transitions-to-achieve-countries-climate-ambitions-securely.

[20] Kuriqi A, Pinheiro AN, Sordo-Ward A, Garrote L. Water-energy-ecosystem nexus: Balancing competing interests at a run-of-river hydropower plant coupling a hydrologic–ecohydraulic approach. Energy Convers Manag 2020;223:113267. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113267.

[21] Kuriqi A, Pinheiro AN, Sordo-Ward A, Bejarano MD, Garrote L. Ecological impacts of run-of-river hydropower plants—Current status and future prospects on the brink of energy transition. Renew Sustain Energy Rev 2021;142:110833. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110833.

[22] Zhang Y, Block P, Hammond M, King A. Ethiopia's Grand Renaissance Dam: Implications for downstream riparian countries. J Water Resour Plan Manag 2015;141. https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000520.

[23] López-Moreno JI, Zabalza J, Vicente-Serrano SM, Revuelto J, Gilaberte M, Azorin-Molina C, et al. Impact of climate and land use change on water availability and reservoir management: Scenarios in the Upper Aragón River, Spanish Pyrenees. Sci Total Environ 2014;493:1222–31. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2013.09.031.

[24] Beilfuss R. Modelling trade-offs between hydropower generation and environmental flow scenarios: A case study of the Lower Zambezi River Basin, Mozambique. Int J River Basin Manag 2010;8:331–47. https://doi.org/10.1080/15715124.2010.533643.

[25] Digna RF, Mohamed YA, van der Zaag P, Uhlenbrook S, van der Krogt W, Corzo G. Impact of water resources development on water availability for

hydropower production and irrigated agriculture of the Eastern Nile basin. J Water Resour Plan Manag 2018;144. https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000912.

[26] Downing J, Prairie Y, Cole J, Duarte C, Tranvik L, Striegl R, et al. The Global Abundance and Size Distribution of Lakes, Ponds, and Impoundments. Limnol Oceanogr 2006;51:2388–97. https://doi.org/10.4319/lo.2006.51.5.2388.

[27] Arango-Aramburo S, Turner SWD, Daenzer K, Ríos-Ocampo JP, Hejazi MI, Kober T, et al. Climate impacts on hydropower in Colombia: A multi-model assessment of power sector adaptation pathways. Energy Policy 2019:179–88. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.057.

[28] Hamududu B, Killingtveit A. Assessing climate change impacts on global hydropower. Energies 2012;5:305–22. https://doi.org/10.3390/en5020305.

[29] Madani K, Lund JR. Estimated impacts of climate warming on California's high-elevation hydropower. Clim Change 2010;102:521–38. https://doi.org/10.1007/s10584-009-9750-8.

[30] Markoff MS, Cullen AC. Impact of climate change on Pacific Northwest hydropower. Clim Change 2008;87:451–69. https://doi.org/10.1007/s10584-007-9306-8.

[31] Gaudard L, Gilli M, Romerio F. Climate Change Impacts on Hydropower Management. Water Resour Manag 2013;27:5143–56.

[32] Viola MR, de Mello CR, Chou SC, Yanagi SN, Gomes JL. Assessing climate change impacts on Upper Grande River Basin hydrology, Southeast Brazil. Int J Climatol 2015;35:1054–68. https://doi.org/10.1002/joc.4038.

[33] Tarroja B, AghaKouchak A, Samuelsen S. Quantifying climate change impacts on hydropower generation and implications on electric grid greenhouse gas emissions and operation. Energy 2016;111:295–305. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.131.

[34] Wu J, Gao X, Giorgi F, Chen Z, Yu D. Climate effects of the Three Gorges Reservoir as simulated by a high resolution double nested regional climate model. Quat Int 2012;282:27–36. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.quaint.2012.04.028.

[35] Song Z, Liang S, Feng L, He T, Song X-P, Zhang L. Temperature changes in three gorges reservoir area and linkage with three gorges project. J Geophys Res 2017;122:4866–79. https://doi.org/10.1002/2016JD025978.

[36] Balagizi CM, Kasereka MM, Cuoco E, Liotta M. Influence of moisture source dynamics and weather patterns on stable isotopes ratios of precipitation in Central-Eastern Africa. Sci Total Environ 2018;628–629:1058–78. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.01.284.

[37] Althoff D, Rodrigues L, Silva D. Impacts of climate change on the evaporation and availability of water in small reservoirs in the Brazilian savannah. Clim Change 2020;159:215–32. https://doi.org/10.1007/s10584-020-02656-y.

[38] Degu AM, Hossain F, Niyogi D, Pielke Sr. R, Shepherd JM, Voisin N, et al. The influence of large dams on surrounding climate and precipitation patterns. Geophys Res Lett 2011;38. https://doi.org/10.1029/2010GL046482.

[39] Duerinck HM, Ent R, van de Giesen N, Schoups G, Babovic V, Yeh P. Observed Soil Moisture-Precipitation Feedback in Illinois: A Systematic Analysis over Different Scales. J Hydrometeorol 2016;17:160217104557005. https://doi.org/10.1175/JHM-D-15-0032.1.

[40] Lathuilliere M, Coe M, Johnson M. What could irrigated agriculture mean for Amazonia? A review of green and blue water resources and their trade-offs for future agricultural production in the Amazon Basin. Hydrol Earth Syst Sci Discuss 2016:1–27. https://doi.org/10.5194/hess-2016-71.

[41] Santana L, Barreto I, Araújo L, Stosic T. Recurrence quantification analysis of São Francisco river flow: hydrological alterations caused by the construction of Sobradinho dam. Res Soc Dev 2020;9.

[42] Barreto I, Santos M, Silva I, Stosic T. Avaliação das alterações hidrológicas da bacia do rio São Francisco causadas pela construção da usina hidrelétrica de Sobradinho. Sci Plena 2017;13:1–12.

[43] Barreto I, Xavier junior S, Stosic T. Long-term correlations in São Francisco river flow: the influence of Sobradinho dam. Rev Bras Meteorol 2019;34:293–300.

[44] Hunt JD, Falchetta G, Zakeri B, Nascimento A, Schneider PS, Weber NAB, et al. Hydropower impact on the river flow of a humid regional climate. Clim Change 2020;163:379–93. https://doi.org/10.1007/s10584-020-02828-w.

[45] INPE. Meteorological Graphics. Http://WwwInmetGovBr/Portal/IndexPhp?R=tempo/Graficos 2019.

[46] Melo D, Scanlon B, Zhang Z, Wendland E, Yin L. Reservoir storage and hydrologic responses to droughts in the Paraná River basin, south-eastern Brazil. Hydrol Earth Syst Sci 2016;20:4673–4688.

[47] Hunt. JD, Stilpen D, de Freitas MAV. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. Renew Sustain Energy Rev 2018;88. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.030.

[48] Brazilian National Electric System Operator. Monthly flows 1931-2019 (vazões mensais). SINTEGRE 2021. https://pops.ons.org.br/.

[49] Brazilian National Electric System Operator. Hydrological data - level. ONS 2021. http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_niveis.aspx.

[50] Carim AL de C. Reavaliação da segurança de barragens de terra construída na década de 50: caso da UHE Três Marias. Ouro Preto: 2007.

[51] Mororó APP. Modelo computacional para operação de reservatório com múltiplos usos. Recife: 2005.

[52] Alves ASV. Impacto econômico do deplecionamento de reservatórios de regularização de centrais hidrelétricas nos usos múltiplos de suas águas: uma proposta metodológica. Itajubá: 2006.

[53] Fusaro TC. Estabelecimento estatístico de valores de controle para a instrumentação de barragens de terra: estudo de caso das barragens de emborcação e piau. Ouro Preto: 2007.

[54] Coelho FM. Avaliação de propostas para a garantia do abastecimento de água da região metropolitana oeste do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2008.

[55] Jiang Z, Li R, Li A, Ji C. Runoff forecast uncertainty considered load adjustment model of cascade hydropower stations and its application. Energy 2018;158:693–708. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.083.

[56] Wang J, Chen C, Liu S. A new field-levelling procedure to minimize spillages in hydropower reservoir operation. Energy 2018;160:979–85. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.089.

[57] Graabak I, Korpås M, Jaehnert S, Belsnes M. Balancing future variable wind and solar power production in Central-West Europe with Norwegian hydropower. Energy 2019;168:870–82. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.068.

[58] Ming B, Liu P, Guo S, Cheng L, Zhang J. Hydropower reservoir reoperation to adapt to large-scale photovoltaic power generation. Energy 2019;179:268–79. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.209.

CUSTOS AMBIENTAIS DAS EMISSÕES ATMOSFÉRICAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA PROPOSTA PARA O SETOR ENERGÉTICO NACIONAL

Natália Rodrigues Costa Flecher[1]; Rubens Alves Dias[1]; José Antonio Perrella Balestieri[1]

[1]*Universidade Estadual Paulista*

RESUMO

O atual modelo de mercado preconiza a produção de bens e serviços a partir de recursos naturais, com perdas atreladas ao processo. As externalidades surgem quando tais perdas não são contabilizadas no custo final do produto. A internalização das externalidades ambientais da geração de energia elétrica pode influenciar seus custos e o planejamento energético. O presente trabalho buscou identificar as externalidades ambientais das emissões atmosféricas da produção de energia elétrica no contexto nacional e desenvolver estratégias para sua precificação. Os menores custos ambientais das gerações de energia renovável observados têm consistência com as premissas do planejamento energético. Os custos à saúde humana avindos das gerações termelétricas não foram, porém, considerados nos planos vigentes. Apresenta-se um modelo conceitual para a internalização dos custos ambientais da geração de energia elétrica no país, que pode orientar tomadores de decisão, viabilizando o desenvolvimento sustentável, alinhado a uma Tarifa Ambiental, alternativa para pagamento dos custos ambientais, com potencial de aumento de cerca de 10% na “conta de energia” do consumidor final.

Palavras-chave: Custos ambientais. Geração de energia elétrica. Emissões atmosféricas. Externalidades ambientais.

ABSTRACT

The current market model advocates the production of goods and services from natural resources, with losses linked to the process. Externalities arise when such losses are not accounted for in the final cost of the product. The internalization of

environmental externalities of electricity generation can influence its costs and energy planning. The present work sought to identify the environmental externalities of atmospheric emissions from electricity production in the national context and to develop strategies for their pricing. The lower environmental costs of renewable energy generations observed are consistent with the assumptions of energy planning. The costs to human health arising from thermoelectric generations were not, however, considered in the current plans. A conceptual model is presented for the internalization of the environmental costs of electricity generation in the country, which can guide decision-makers, enabling sustainable development, in line with an Environmental Tariff, an alternative for payment of environmental costs, with the potential to increase about 10% in the final consumer's “energy bill”.

Key words: Environmental costs. Electricity generation. Atmospheric emissions. Environmental externalities.

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento humano foi viabilizado pela progressiva exploração de recursos naturais. O uso desses recursos gera custos externos, ou externalidades, que não são considerados na precificação de mercado. Nesse contexto, as necessidades energéticas advindas do desenvolvimento da sociedade também geram externalidades, que não são consideradas no preço de mercado da energia (MOSLEHI; REDDY, 2019).

Levando-se em consideração uma população em constante crescimento (NAÇÕES UNIDAS, 2019), que consome, anualmente, mais de 24.000 TWh de energia elétrica (IEA, 2021), e uma matriz energética elétrica fundamentalmente fóssil (IEA, 2021) em um planeta de recursos finitos, o enfoque da internalização dos custos ambientais da geração de energia elétrica assume posição de quebra de paradigmas. Este trabalho tem, portanto, por objetivo investigar as externalidades ambientais relativas às emissões atmosféricas das tecnologias de geração de energia elétrica da matriz energética nacional a fim de estabelecer variáveis precificáveis no sistema econômico e internalizar os custos ambientais

associados, de modo a subsidiar o desenvolvimento de políticas públicas do setor energético e orientar tomadores de decisão.

2. IMPACTOS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Brasil, por suas características naturais, geológicas e geográficas, tem especificidades em sua matriz elétrica, na qual a participação de recursos renováveis supera a de recursos não renováveis (EPE, 2021a).

Para atendimento ao crescimento de carga no horizonte 2030, a matriz elétrica nacional mantém a natureza renovável, com destaque para as fontes eólica e fotovoltaica. A ampliação da participação dessas tecnologias impõe expansão concomitante de potência complementar, com destaque para a geração termelétrica a gás natural (EPE, 2021b). A manutenção da aptidão renovável é confirmada no Plano Nacional de Energia 2050 (EPE,2020). Contudo, a internalização das externalidades não foi considerada no planejamento energético nacional, em nenhum dos cenários estudados.

Os efeitos ambientais da geração de energia podem ser locais ou globais, e podem afetar a qualidade da água, do solo, do ar – com destaque para a poluição do ar causada por emissões atmosféricas, e a emissão de gases de efeito estufa (ALVES; UTURBEY, 2010). Dessa forma, dar-se-á enfoque para as emissões atmosféricas mais relevantes, atreladas às tecnologias de geração de energia elétrica da matriz energética nacional (Tabela 1).

3. VALORAÇÃO AMBIENTAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor energético é importante fonte de externalidades (Fouquet *et al.*, 2001). Os custos envolvidos na geração de energia elétrica podem ser classificados em custos de investimento e custos de operação (TOLMASQUIM, 2016). Neste trabalho, são considerados apenas os últimos.

A monetização de externalidades pode ser feita de duas formas (Moslehi; Reddy, 2019): uma para aquelas variáveis precificadas no mercado, outra para as variáveis cujo valor de mercado é desconhecido. Para as últimas, as técnicas

e métodos de valoração[1] consideram o viés comportamental dos agentes econômicos envolvidos, quanto aos bens e serviços ambientais ofertados, de forma que seja possível estabelecer mercados hipotéticos relativos a outros bens já transacionados, dos quais os valores são conhecidos (SANTOS, 2017).

Tabela 1 – Poluentes atmosféricos típicos da etapa de geração de energia elétrica, por fonte

Fonte de Geração	Principais Poluentes Atmosféricos							
	CO_2	CH_4	N_2O	NO_x	SO_2	PM_{10}	$PM_{2,5}$	Outros
Hidrelétrica	x	x	x		x			x
Termelétrica a Gás Natural	x	x	x	x	x	x	x	x
Termelétrica a Carvão Mineral	x	x	x	x	x	x	x	x
Termelétrica (óleo diesel e óleo combustível)	x	x	x	x	x	x	x	x
Termelétrica a Biomassa	x	x	x	x	x	x	x	x
Termonuclear								x
Eólica								
Solar (Fotovoltaica)								

Fonte: adaptado de Braga *et al*. (2005); EPE (2007).

Nota: outros: formaldeídos, dioxinas, hidrocarbonetos não metano (NMHC), e outros poluentes.

Diferentes métodos de valoração ambiental têm sido aplicados para a monetização de externalidades, como os métodos de disposição a pagar apresentados em Ligus (2017) e Jones *et al*. (2017), e o método de valoração do dano, conforme Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014), Corona et al. (2016) e Samadi (2017). O último foi ainda embasamento teórico para o *ExternE*, projeto desenvolvido pela Comissão Europeia em 1995 para monetizar danos ambientais e sociais advindos de diferentes fontes de energia (THI *et al*., 2016).

Embora a valoração econômica dos recursos naturais não seja a solução completa para as imperfeições de mercado (MOTTA, 2013), sendo ainda considerada, segundo Stirling (1997) um dos maiores paradigmas na avaliação

[1] Para mais detalhes sobre métodos de valoração ambiental, os autores recomendam a leitura de MOTTA (2013).

comparativa entre tecnologias de geração de energia, é um instrumento importante, notadamente para as decisões e definições de políticas públicas.

4. MATERIAL E MÉTODO

4.1 Definição do Método

O método desenvolvido por Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014) foi escolhido como modelo a ser empregado nesta pesquisa, a partir de um arcabouço formado por 65 publicações, dada sua aderência ao tema da pesquisa, adaptabilidade metodológica, e pelo uso de variáveis diversas e aderentes à realidade nacional, no tocante às emissões atmosféricas.

4.2 Descrição do Método e Adaptação ao Contexto da Pesquisa

Em Streimikiene; Alisauskaite-Seskiene (2014) objetivou-se a comparação de custos externos para as principais fontes de energia da Lituânia, para definir as tecnologias com menores custos externos. Para tal, foram definidas cinco categorias de impacto, e em cada categoria, determinados os principais poluentes atmosféricos característicos, a saber: i) impactos à saúde humana por poluentes clássicos (NH_3, NMHC, PM_{10}, $PM_{2,5}$, SO_2, NO_x), metais pesados e radionuclídeos; ii) impactos à biodiversidade e iii) impactos à produção agrícola (NH_3, NMHC, SO_2, NO_x); iv) impactos a materiais (SO_2, NO_x) e v) impactos relativos a aquecimento global (CO_2, N_2O, CH_4).

Segundo o método escolhido, o custo ambiental total de cada fonte de emissão ($E_{\text{tecnologia de geração}}$) consiste na soma dos custos ambientais de cada uma das categorias de impacto, para cada tecnologia de geração, em cada etapa do ciclo de vida. A equação (1) expressa tal totalização de custos.

$$E_{Tecnologia\ \ de\ gera\,ção} = E_{GEE} + E_{Saúde\ Humana\ ,Poluentes\ \ Clássicos} + E_{Saúde\ Humana\ ,Metais\ \ Pesados} + E_{Saúde\ Humana\ ,Radionucl\,ídeos} + E_{Biosiversidade} + E_{Produ\,ção\ Agrícola} + E_{Dan\,os\ Materiais} \quad (1)$$

Ainda na equação 1, para cada categoria de impacto considerada, o cálculo do custo externo de cada unidade de energia produzida (kWh) se dá pela multiplicação do valor marginal da unidade de emissão (EUR/t) pela quantidade

de poluentes emitida em cada fonte de geração de energia elétrica, por unidade de eletricidade (t/kWh). Face à ausência de dados nacionais capazes de subsidiar a aplicação do método com maior assertividade, desenvolveram-se adaptações metodológicas, divididas em seis etapas. A etapa 1 contemplou a contextualização do método, por meio do detalhamento da matriz energética elétrica nacional, segundo dados doo sistema SIGA (ANEEL, 2021a). Na etapa 2, para definir a correlação entre categorias de impacto, variáveis e fontes de geração de energia elétrica, foram utilizados os dados consolidados na Tabela 1.

A 3ª etapa consistiu na definição de fatores de emissão, em unidades de emissão por unidade de energia, para cada uma das variáveis definidas. Para tanto, foram considerados fatores disponíveis na literatura consultada: EPE (2007), Santos (2000; 2017) e Rhodes (2017). Na 4ª etapa definiram-se os custos externos da emissão dos poluentes atmosféricos, por unidade de emissão. Em função da ausência de dados nacionais, foram utilizados dados da pesquisa lituana, convertidos a Real (R$), e atualizados conforme inflação do período. Com todas as parcelas disponíveis, na 5ª etapa foram obtidos os custos ambientais para cada categoria de impacto e para cada fonte de energia, pela aplicação da equação 1.

4.3 Avaliação do Impacto ao Custo Final ao Consumidor

Na 6ª etapa do método, a fim de apresentar o potencial de impacto do custo das externalidades ambientais de emissões de poluentes ao preço bruto pago pelo consumidor final, os custos ambientais de cada fonte de geração de energia foram ponderados segundo potência instalada outorgada representada no SIGA, (ANEEL, 2021a) e adicionados à tarifa ao consumidor. Optou-se por considerar, como referência, a tarifa convencional residencial, disponibilizada pela ANEEL, no Ranking de Tarifa Residencial (ANEEL, 2022).

O custo ambiental médio ponderado – aqui chamado Tarifa Ambiental (equação 2), foi calculado a partir da média dos custos ambientais de cada tecnologia de geração (Ei), ponderada pela potência outorgada da tecnologia de

geração (Pi). Em síntese, a nova tarifa final ao consumidor proposta congrega a soma da tarifa convencional e da tarifa ambiental, conforme equação (3).

$$Tarifa\ Ambiental = \frac{\sum_{i=1}^{n} E_i P_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i} \quad (2)$$

$$Tarifa\ Final\ ao\ Consumidor = Tarifa\ Convencional + Tarifa\ Ambiental \quad (3)$$

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a avaliação das categorias de impacto aplicáveis à geração de energia em cada tecnologia existente na matriz energética elétrica nacional (Tabela 2) considerou-se a correlação entre os poluentes atmosféricos característicos da etapa de produção de energia, consolidados na Tabela 1, e aqueles considerados relevantes em cada categoria de impacto do método original, conforme apresentado na seção 4.2.

Tabela 2 – Geração de energia elétrica em operação no Brasil, por potência outorgada.

Tecnologia de Geração	Combustível/Fonte	Potência Outorgada (MW)
Termelétrica a Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar	12.023
	Geral Biomassa*	3.797
Termelétrica a Carvão Mineral	Carvão Nacional Pulverizado	1.233
	Carvão Nacional Leito Fluidizado	345
	Carvão Internacional Pulverizado	1.624
Termelétrica Gás Natural	Gás Natural Ciclo Simples	5.541
	Gás Natural Ciclo Combinado	11.095
Termelétrica a Óleo	Óleo Combustível	3.458
Termelétrica Óleo Diesel	Óleo Diesel	4.660
Hidrelétrica	CGH, PCH, UHE	109.368
Solar (Fotovoltaica)	Radiação solar	4.574
Eólica	Cinética do vento	20.208
Termonuclear	Urânio	1.990

Fonte: ANEEL, 2021a.

Nota: por geral biomassa lê-se a consolidação de todas as fontes de biomassa, biocombustíveis e resíduos, exceto o bagaço de cana-de-açúcar.

Cabe ressaltar que, por ausência de dados relativos a emissões de NH_3, radionuclídeos, NMHC e metais pesados, e pela restrição de dados relativos a fatores de emissão de N_2O, formaldeídos e dioxinas em toda a literatura pesquisada, tais poluentes foram descartados na adaptação realizada.

Dessa forma, considerando as tecnologias de geração apresentadas na Tabela 2, as categorias de impacto e poluentes atmosféricos característicos definidos foram: i) impactos à saúde humana por poluentes clássicos: PM_{10}, SO_2, NO_x, com $PM_{2,5}$ adicionado para a geração a gás natural, ciclo combinado; ii) impactos à biodiversidade, iii) impactos à produção agrícola e iv) impactos a materiais: SO_2 e NO_x; e v) impactos relativos a aquecimento global: CO_2 e CH_4 – exceção para a geração termelétrica a biomassa, com a consideração de CH_4 para bagaço de cana e CO_2 para as demais origens de biomassa.

Para o cálculo do custo ambiental da geração hidrelétrica, tem-se a equação (4), e para o cálculo do custo ambiental de todas as demais fontes de geração de energia elétrica, tem-se a equação (5).

$$E_{Hidrel\acute{e}trica} = E_{GEE} \quad (4)$$

$$E_{UTEs} = E_{GEE} + E_{Sa\acute{u}de\ Humana\ ,Poluentes\ \ Cl\acute{a}ssicos} + E_{Biodiversidade} + E_{Produ\c{c}\tilde{a}o\ Agr\acute{i}cola} + E_{Danos\ \ Materiais} \quad (5)$$

Logo, da aplicação das equações (4) e (5), aos fatores de emissão aos custos de emissão referenciados na seção 4.2, foi possível calcular os custos ambientais das emissões de poluentes, em R$/MWh para cada tecnologia de geração da matriz elétrica nacional (Figura 2).

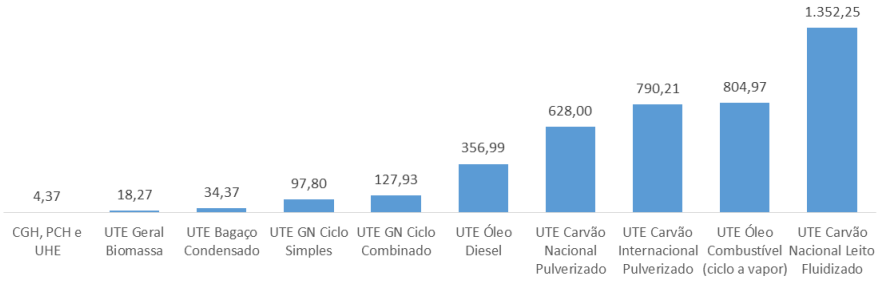


Figura 2 – Custos ambientais médios das emissões atmosféricas de poluentes (R$/MWh) das tecnologias de geração de energia elétrica. Fonte: próprios autores.

Dos resultados obtidos, é possível afirmar que, quanto a emissões atmosféricas da etapa de geração, a tecnologia que agrega os menores custos ambientais é a hidrelétrica. A sequência de custos ambientais obtida tem consistência com o resultado encontrado no caso da Lituânia: custos ambientais (totais e por categoria de impacto) de emissões atmosféricas restritos à fase de operação são menores para energias renováveis que para as não renováveis.

Ao analisar a representatividade das categorias de impacto para cada tecnologia de geração (Figura 3), verifica-se que, assim como para a geração hidrelétrica, na geração a gás natural a parcela de maior relevância no custo total da externalidade é atribuída às emissões de gases de efeito estufa. Para as demais termelétricas, a categoria de impacto de maior relevância, em todas as origens de combustível analisadas, é a de impactos diretos à saúde pública.

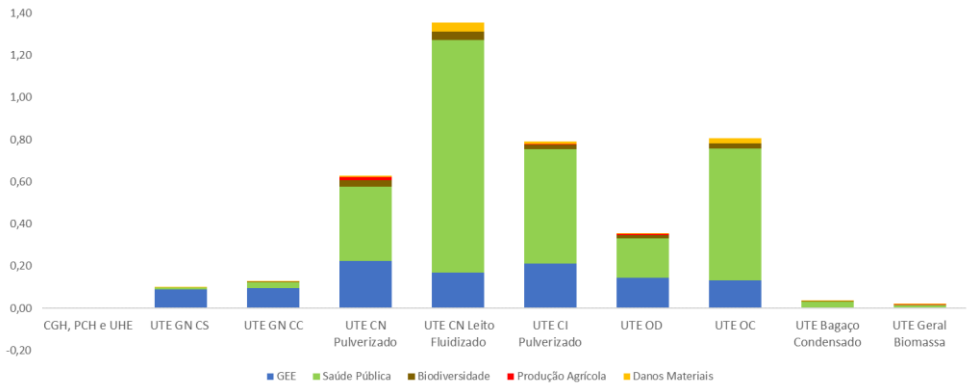


Figura 3 – Representatividade absoluta dos custos ambientais médios (R$/kWh) das categorias de impacto, para cada tecnologia de geração de energia elétrica. Fonte: próprios autores.

Notas da Figura 3: CGH (Central Geradora Hidrelétrica); PCH (Pequena Central Hidrelétrica); UHE (Usina Hidrelétrica); UTE (Usina Termelétrica); GN (Gás Natural); CS (Ciclo Simples); CC (Ciclo Combinado); CN (Carvão Nacional); CI (Carvão Internacional); OD (Óleo Diesel); OC (Óleo Combustível).

Partindo do custo ambiental médio de cada tecnologia de geração da matriz energética brasileira (Figura 2) e utilizando como ponderação a capacidade instalada com potência outorgada da Tabela 2, por meio da equação 2 se obtém a Tarifa Ambiental de 0,0646 R$/kWh com a média dos custos ambientais de cada tecnologia de geração de 9893 R$/h e potência outorgada da tecnologia de geração de 153146 kW.

Por fim, para a composição do custo da energia ao consumidor residencial final (Equação 3), utilizou-se como base a tarifa convencional média do Ranking de Tarifa Residencial – R$/kWh, que em fev. 2022 era de 0,623 R$/kWh (ANEEL, 2022). Assim, com a internalização da Tarifa Ambiental, o custo da energia ao consumidor residencial chegou a 0,688 R$/kWh, um aumento superior a 10%.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente trabalho resultou em valores aderentes ao esperado, ou seja, maiores custos ambientais para as tecnologias com emissões atmosféricas mais relevantes. Ainda, trouxe à tona a importância dos custos à saúde pública, que predominam nas tecnologias que representam cerca de 30% do potencial outorgado, e que, diferentemente dos custos relativos aos gases de efeito estufa, ainda não estão visíveis ao mercado.

Ao internalizar os custos das emissões atmosféricas da geração de energia por meio do método desenvolvido, os impactos ambientais sofridos foram, ao menos em parte, assumidos pelo mercado, tendo como reflexo o aumento de cerca de 10% no preço da energia para o consumidor final.

Ao longo do desenvolvimento da pesquisa, ficou clara a importância da implementação de grandes e profundos estudos dos impactos e custos

ambientais da matriz energética nacional – tal como o *ExternE* foi para a Europa - para o subsídio da criação de políticas públicas para o setor.

Considerando-se que as pressões ambientais estão se transformando em prioridades nas agendas geopolíticas internacionais, o amadurecimento do método aqui proposto parece promissor. Para trabalhos futuros sugerem-se avaliações de ferramentas econômicas alternativas para a efetiva internalização das externalidades calculadas. Em adendo, recomenda-se a inclusão da valoração das externalidades dentre as questões transversais discutidas no planejamento energético nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). Key world energy statistics 2020. 2020. Disponível em: https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Ranking das tarifas. 2022. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas.

____. SIGA: sistema de informações de geração. 2021a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/siga.

ALVES, L. A.; UTURBEY, W. Environmental degradation costs in electricity generation: the case of the Brazilian electrical matrix. Energy Policy, Guildford, v. 38, n. 10, p. 6204–6214, 2010.

BRAGA, B. (org.). Introdução à engenharia ambiental: o desafio do desenvolvimento sustentável. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005. 318 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2021: relatório síntese - ano base 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2021a.

____. Plano decenal de expansão de energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2021b. 453 p.

____. Plano nacional de energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

____. Plano nacional de energia 2050. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 243 p.

FOUQUET, R. *et al.* External cost and environmental policy in the United Kingdom and the European Union. Londres: Imperial College of Science, Technology and Medicine, 2001.

JONES, B. A. *et al.* Estimating willingness to pay for greenhouse gas emission reductions provided by hydropower using the contingent valuation method. Energy Policy, Guildford, v. 111, p. 362–370, 2017.

LIGUS, M. The assessment of environmental benefits of low-emission electricity generation, the case of Poland. Energy Procedia, Barcelona, v. 107, p. 363–368, 2017.

MOSLEHI, S.; REDDY, T. A. An LCA methodology to assess location-specific environmental externalities of integrated energy systems. Sustainable Cities and Society, Amsterdã, v. 46, p. 101425, 2019.

MOTTA, R. S. Economia ambiental. Rio de Janeiro: FGV Editora, 2013.

NAÇÕES UNIDAS. World population prospects 2019. 2019. Disponível em: https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/.

RHODES, J. D. *et al*. A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. Energy Policy, Guildford, v. 102, p. 491-499, mar. 2017.

SAMADI, S. The social costs of electricity generation-categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. Energies, Paris, v. 10, n. 3, 2017.

SANTOS, H. L. Inserção dos custos ambientais em um modelo de expansão da geração a longo prazo. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado em Ciências do Planejamento Energético) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SANTOS, H. L. Metodologia para planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro considerando critérios ambientais e a interação oferta-demanda. 2017.

150 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

STIRLING, A. Limits to the value of external costs. Energy Policy, Guildford, v. 25, n. 5, p. 517–540, 1997.

STREIMIKIENE, D.; ALISAUSKAITE-SESKIENE, I. External costs of electricity generation options in Lithuania. Renewable Energy, Oxford, v. 64, p. 215–224, 2014.

THI, T. L. N. *et al.* Quantifying environmental externalities with a view to internalizing them in the price of products, using different monetization models. Resources, Conservation and Recycling, Amsterdã, v. 109, p. 13–23, 2016.

TOLMASQUIM, M. T. (org.). Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016. 417 p.

CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA UMA EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DECORRENTES DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Evandro Lucio Fiuza[1]; Roberto Cayetano Lotero[2]; Breno Carneiro Pinheiro[1]; Thayce Luan Souza Bastos[1]; Rafael Crochemore Ney[3]

[1]CIBiogás; [2]Universidade Estadual do Oeste do Paraná; [3]CEEE-D Equatorial Energia

RESUMO

Dado o crescimento do mercado de geração distribuída (GD), as empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil vêm buscando novas formas de organizar seus negócios. No entanto, muitas distribuidoras não dispõem de ferramentas adequadas para identificar os impactos causados pela GD. Deste modo, o presente artigo propõe uma taxonomia para auxiliar a distribuidora neste processo, sendo realizado, para tanto, um mapeamento de relações causa-efeito. Para isso, foi realizado um levantamento secundário de dados relacionados aos custos e benefícios da GD para as distribuidoras, utilizando como ferramenta o *software ATLAS.ti* para análises qualitativas. Com isso, foram identificados aspectos da GD que podem impactar de maneira positiva ou negativa na receita da distribuidora. Os resultados mostram quais aspectos da distribuidora são afetados pela GD, de forma a aumentar ou reduzir seus custos e/ou sua receita, bem como interrelações entre os componentes. A quantificação desses custos e receitas permitirá à distribuidora obter resultados precisos sobre o real impacto da GD.

Palavras-chave: Geração distribuída; Análise de custo-benefício; Distribuidora de energia elétrica;

ABSTRACT

Due to the growth of the distributed generation (DG) market, electricity distribution companies in Brazil have been looking for new ways to organize their business. However, many distributors do not have adequate tools to identify the impact

caused by DG. Therefore, the present paper proposes, from a mapping of cause-effect relationships, a taxonomy to help the distributor in this process. For this, a secondary survey of data related to costs and benefits of DG for distributors was carried out using the ATLAS.ti software for qualitative analysis. As a result, aspects of DG were identified that could positively or negatively impact the distributor's revenue. The results show which distributor factors are affected by DG increasing or reducing costs and/or revenues, as well as interrelationships between the components. The quantification of these costs and revenues will allow the distributor to obtain accurate results on the real impact of DG.
Keywords: Distributed generation; Cost-benefit analysis; DISCO.

1. INTRODUÇÃO

Com o avanço nos níveis de penetração da geração distribuída (GD), as empresas de distribuição de energia elétrica vêm buscando novas formas de organizar seus negócios, visando reduzir o risco financeiro decorrente do aumento da complexidade para planejar e operar o sistema sob a sua concessão. Dentre os desafios enfrentados pelas concessionárias está identificar de maneira adequada os custos e benefícios no sistema de distribuição de energia elétrica devido à maior penetração de GD.

O crescimento do mercado de GD desafia o planejamento e a operação das redes de distribuição, pois deve ser levado em consideração a localização, fonte e tamanho da tecnologia de geração, o qual não está sob o controle da concessionária (LOPES et al., 2007). As dificuldades impostos pela GD para a distribuidora estão associados a: i) infraestruturas obsoletas; ii) designs convencionais não planejados para integração de geração; e iii) uma demanda de energia com maior incerteza (BURGER, 2016). Sendo que, ao mesmo tempo em que integra a GD, a distribuidora tem a obrigação de aumentar sua confiabilidade e capacidade de distribuição, sendo desafiada por restrições de orçamento e obrigação de uma gestão eficiente de recursos.

Parte das dificuldades com a inserção da GD surgem devido ao fato de o sistema de distribuição ter sido projetado para atuar de forma passiva, e, em

decorrência da conexão de geradores, passa a trabalhar de forma ativa. Essa mudança na forma de operar a rede pode alterar o comportamento do fluxo de potência, resultando em problemas de tensão, proteção, controle de reativo e qualidade de energia (DRIESEN; BELMANS, 2006)

Por outro lado, os benefícios também dependem da localização da GD, do nível de potência, do tipo de tecnologia e da capacidade da rede, podendo ser classificados em: técnicos, econômicos e ambientais (WOOLF; VITOLO; HORNBY, 2014). Outro ponto em comum identificado ao longo da pesquisa bibliográfica realizada está na atribuição de valor à GD, sendo os benefícios gerados apresentados em termos de custo evitado para o sistema (MEYER et al., 2018). Contudo, os trabalhos anteriormente citados focam em apenas uma parte do problema, sem explorar sistematicamente os custos e benefícios decorrentes da GD.

Deste modo, o presente trabalho tem como objetivo apontar de forma sistemática e organizada os fatores que afetam custos e benefícios das distribuidoras com a inserção da GD nas suas redes. Com isso será possível definir indicadores que permitam avaliar o equilíbrio econômico-financeiro da empresa, informação muito útil também para a agência reguladora. É necessário deixar bem claro que o objetivo fundamental desta proposta de trabalho não é determinar cada custo e cada benefício da distribuidora, e sim identificar os fatores, parâmetros e variáveis que permitirão obtê-los, indicando quais deverão ser acompanhados de forma sistemática pela distribuidora.

2. IMPACTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Ao analisar os impactos técnicos da GD nas redes de distribuição, nota-se que podem ser negativos ou positivos, dependendo das características da tecnologia de geração e do sistema, do local de instalação e dos investimentos realizados nas adequações (Barker & De Mello, 2000). Os benefícios, de maneira geral, referem-se à contribuição da GD na melhoria das dificuldades descritas, e são chamados de benefícios de suporte ao sistema (ZANGIABADI et al., 2011).

Segundo ORRELL (2018), alguns elementos de valor podem ser difíceis de quantificar porque a abordagem do valor da GD é uma prática relativamente nova. As partes interessadas, particularmente empresas de serviços públicos, têm diferentes interpretações dos elementos e como calculá-los, o que pode resultar em avaliações amplamente variadas. A partir da ideia de custo evitado e dos elementos que vêm sendo quantificados na literatura, será apresentado o impacto da GD na rede e as possíveis fontes de receita para a distribuidora.

2.1 Custo de Investimento com a Expansão e Reforço da Rede

Quando a GD é capaz de reduzir o carregamento das linhas de distribuição se tem um custo evitado em investimento de expansão de rede (WOOLF ET AL., 2014). Uma alternativa para melhorar o fator de capacidade da rede é utilizar sistemas de armazenamento de energia, os quais podem ser vistos como mais um recurso de expansão, embora simultaneamente possam ser utilizados para arbitrar o preço da energia variável ao longo do dia.

A adição de recursos que permitam a reconfiguração da rede, possibilitando tirar maior proveito da GD na melhoria da confiabilidade (MEYER et al., 2018). Além disso, a GD pode melhorar os índices de confiabilidade, evitando investimentos por parte da distribuidora, os quais seriam necessários sem a GD. Além do mais, a possibilidade de utilizar a GD como um recurso para controlar a circulação de reativos contribui para aumentar a capacidade de transporte da rede e para o controle de tensão, reduzindo custos em novos recursos por parte da distribuidora (DRIESEN; BELMANS, 2006).

Por outro lado, o fluxo reverso pode ser superior à capacidade instalada para atender às cargas locais e/ou pode aumentar as perdas de energia, sendo necessário reforçar a rede aumentando o custo. A instalação de sistemas de armazenamento, citado anteriormente, também é um investimento que deve ser considerado pela distribuidora para controlar o fluxo na rede. Além disso, transformadores e o comprimento das linhas influenciam sobre a qualidade de energia, assim como os conversores utilizados na conexão de algumas tecnologias de GD (PEPERMANS et al., 2005).Como consequência, há um

aumento nas perdas no transporte e redução da vida útil de equipamentos, implicando em novos investimentos.

2.2 Custo de Investimento em Proteção

A inserção de novos geradores na rede de distribuição pode alterar o nível de curto-circuito, o que requer a troca de equipamentos de proteção com o objetivo de manter ou melhorar a segurança e confiabilidade (RAZAVI et al., 2019). São ainda mais recorrentes com o aumento da GD, dada a necessidade de atualizar o sistema de proteção e instalar novos dispositivos em decorrência das alterações nas condições operativas da rede e, em alguns casos, para evitar o fluxo reverso (WALLING et al., 2008). Além disso, os problemas de qualidade de energia causados pela GD podem afetar os equipamentos de proteção, causando falso acionamento, implicando na troca do equipamento.

2.3 Custos com Regulação de Tensão

Refere-se ao custo que a distribuidora tem com equipamentos de regulação de tensão para manter os níveis de tensão entre os limites especificados pela regulamentação, e que garantem o funcionamento correto e seguro das tecnologias de uso final dos consumidores, mesmo com a inserção de GD na rede (BHADORIA; PAL; SHRIVASTAVA, 2013). Quando instalada próximo a centros de carga, a GD pode causar sobretensão, e, por consequência, desligamento da rede, prejudicando os indicadores de confiabilidade da distribuidora (MANDITEREZA; BANSAL, 2016). Contudo, se a GD é instalada próximo ao final de redes radiais, por exemplo, pode ajudar a distribuidora a manter o nível de tensão, evitando, assim, custos com reguladores de tensão e melhorando índices de confiabilidade.

2.4 Impactos Ambientais

Os impactos ambientais vêm ganhando grande destaque quando se trata da GD. A GD reduz a necessidade de despachar unidades de geração centralizada convencional, evitando a queima de combustível e a consequente

redução de emissões (PEPERMANS et al., 2005). A utilização de energia limpa associada à GD também leva a uma melhor qualidade de vida ao reduzir problemas de saúde (WOOLF et al., 2014)Um desafio que vem sendo enfrentado pelas empresas de energia elétrica e pelos reguladores é quantificar os impactos ambientais e monetizá-los na forma de custos ou receitas.

2.5 Custo Administrativo

Não foram encontrados métodos que permitam determinar este valor de maneira precisa. De acordo com as definições encontradas, isso pode envolver um amplo gama de elementos, incluindo incentivos, relatórios, custos de faturamento, modernizações, programações, softwares, treinamentos, estudos, projetos (BHADORIA; PAL; SHRIVASTAVA, 2013). Parte das referências consideram este custo internalizado dentro dos custos de expansão e de O&M (WOOLF et al., 2014).

2.6 Custo de O&M

Os custos que a distribuidora tem com O&M são aqueles despendidos com operações e manobras para manter o funcionamento da rede, envio de equipes de manutenção para o restabelecimento do fornecimento, atualização de rede, instalação de reguladores de tensão, manutenção de transformadores, manutenção de equipamentos previamente planejados e despacho de serviços, entre outros. Esse custo tende a aumentar em cenários com elevado IP, devido a custos adicionais gerados pelo aumento da complexidade operacional, nível de curto-circuito e variações de tensão (MEYER et al., 2018).

De acordo com ORRELL et al. (2018), a dificuldade de apontar o valor do custo de O&M ocorre pelas diferentes estruturas e realidades entre as concessionárias de energia.

2.7 Risco Financeiro

Os preços de mercado da eletricidade não são fixos e variam de acordo com as condições da geração de energia (HAGHIFAM; FALAGHI; MALIK, 2008).

A distribuidora deve obrigatoriamente comprar energia para atender aos seus consumidores cativos. No entanto, existe uma incerteza no preço da eletricidade no mercado de curto prazo, principalmente em horários com alta demanda de energia, o que se traduz em risco financeiro para a distribuidora (EPE, 2016).

3. MÉTODO

Para realizar o mapeamento dos custos e benefícios de uma distribuidora de energia elétrica decorrentes da inserção de GD, inicialmente foram considerados documentos no período de 2010 a 2021, sendo artigos e relatórios de institutos internacionais que focam na análise dos impactos da GD no sistema elétrico de forma geral. A seguir, foi utilizada a técnica *snowballing*, encontrando novas referências, nas quais constavam fatores relacionando "inserção de GD–impacto na distribuidora".

Utilizando o *ATLAS.ti* em cada referência consultada, obtinha-se um conjunto de atributos de impacto positivo, negativo ou valor sobre um ou mais fatores de custo ou benefício. Como o *ATLAS.ti* permite uniformizar os atributos, ao final da análise de toda a documentação obtiveram-se, de maneira organizada, as características de cada fator, facilitando o seu entendimento ao ser colocado em uma linguagem comum.

Após a análise qualitativa anterior, foi realizada a síntese dos dados com o objetivo de levantar informações chaves, como variáveis, parâmetros e modelos que permitissem obter o valor da GD para a distribuidora. Durante o processo notou-se que existiam diferentes entendimentos que limitavam a associação de cada fator identificado com custos e receitas da distribuidora. Portanto, buscou-se expor essa associação por meio de um mapeamento das relações causa-efeito. O conhecimento das relações causa-efeito ainda permite visualizar como as estratégias adotadas pela distribuidora em relação à GD podem afetar seus custos e receitas.

A partir do mapeamento anterior, percebeu-se que alguns fatores afetam características técnicas da rede de distribuição, que podem ser valorados economicamente, e outros impactam diretamente em fatores econômicos.

Assim, foi proposta uma taxonomia através da qual os fatores foram separados em dois grupos, técnicos e econômicos, tendo como premissa que, para que a distribuidora possa exercer suas funções com excelência, é necessário ter um conjunto de condições técnicas bem ajustadas, atendendo aos índices de qualidade exigidos pela regulamentação. Todavia, para manter as condições técnicas no curto e no longo prazo são necessárias condições financeiras adequadas, logo, sem um bom “telhado” não tem como garantir a durabilidade da “estrutura”. Assim, o equilíbrio entre condições técnicas e econômicas é fundamental para a sustentabilidade da distribuidora.

4. RESULTADOS DA PESQUISA QUALITATIVA

4.1 Capacidade

Os custos relacionados à capacidade instalada da rede de distribuição identificados na literatura são: custo evitado de investimento com a expansão e reforço da rede, custo evitado de energia, custo administrativo e custo de O&M. Um elevado índice de penetração (IP) de GD altera significativamente o fluxo de potência e as correntes de curto-circuito, podendo ocorrer congestionamento na capacidade de transporte, consequência do fluxo reverso. Por outro lado, um valor adequado de IP pode ser uma alternativa para aliviar o congestionamento em horário de pico. Sob estas circunstâncias, os seguintes custos são observados custo de investimento com equipamentos de proteção, custo de investimento com expansão e reforço da rede.

4.2 Confiabilidade

Os seguintes custos foram citados na literatura quando avaliada a confiabilidade da rede de distribuição com inserção de GD: custo de investimento em sistema de proteção, custo administrativo, custo de investimento com a expansão da rede, custo de investimento evitado, custo de investimento em regulação de tensão, custo de investimento evitado em regulação de tensão e custo de O&M. Sob elevado IP, o controle dos índices de confiabilidade pode ser ainda mais difícil para a distribuidora, pois a grande maioria dos geradores são

baseados em fontes intermitentes de energia, dificultando a previsão da energia injetada (Bhadoria et al., 2013; Paliwal et al., 2014). Assim, os seguintes custos foram citados na literatura: custo administrativo e risco financeiro.

4.3 Qualidade de Energia

Na literatura pesquisada, a qualidade de energia é associada aos seguintes custos: de investimento para a expansão e reforço da rede, custo de investimento para a regulação de tensão, custo evitado de investimento em regulação de tensão, custo administrativo e custo investimento em equipamentos de proteção. Problemas de harmônicas, flickers e transientes são mais comuns com um elevado IP, variando com a tecnologia de geração (Coster et al., 2011; Khetrapal, 2020). É importante destacar de que forma a qualidade de energia é afetada por esses fatores e as implicações: redução da qualidade de energia, custo de O&M, custo administrativo, risco financeiro e aprimoramento da confiabilidade.

4.4 Serviços Ancilares

Na literatura pesquisada os serviços ancilares foram associados aos fatores a seguir: custo evitado em confiabilidade e qualidade de energia, custo evitado de investimento com expansão e reforço de rede, custo evitado de investimento em regulação de tensão, custo administrativo e custo de O&M. Ante um elevado IP da GD no sistema, um mercado ainda mais amplo deve surgir para esses serviços, conforme descrito anteriormente.

4.5 Regulação de Tensão

Com base na revisão realizada, foi constatado que a regulação de tensão pode impactar nos seguintes custos: custo evitado de investimento em regulação de tensão, custo administrativo e custo de O&M. Um elevado IP da GD pode provocar problemas de sobretensão ou subtensão, reduzindo a capacidade de transporte e afetando os índices de confiabilidade e a qualidade de energia. Sob essas circunstâncias, os seguintes custos são observados:

custo de investimento em armazenamento de energia e custo evitado de investimento em reguladores de tensão.

4.6 Proteção e Nível de Curto-Circuito

A análise de conteúdo da bibliografia consultada também permitiu identificar como a GD influencia o nível de curto-circuito e o esquema de proteção da rede de distribuição, afetando os seguintes fatores: custo administrativo, custo de O&M e custo de investimento em equipamentos de proteção.

4.7 Flexibilidade Operacional

Um dos aspectos muito citado na literatura, quando se refere à inserção de GD na rede de distribuição, é o efeito sobre a flexibilidade de operação dessa rede e o impacto sobre alguns fatores, dentre os quais estão: custo de investimento e administrativo, redução ou aumento da confiabilidade do sistema.

5. APLICAÇÃO DA TAXONOMIA PROPOSTA

A partir da síntese dos resultados da análise anterior, percebeu-se uma inter-relação entre os fatores identificados e os impactos diretos e indiretos sobre os custos e receitas. Foi observado que a mudança de um atributo técnico e/ou econômico influencia em outras questões técnicas-econômicas da rede, alterando a percepção de valor da GD de acordo com o impacto sobre custos e receitas da distribuidora.

A Figura 1 separa os fatores em dois grupos principais de acordo com o tipo de impacto mais perceptível do ponto de vista da distribuidora: técnicos e econômicos. Essa classificação reforça a ideia do quão complexo é o planejamento da rede de distribuição e as dificuldades para a distribuidora extrair valor da GD.

Além do mais, a mudança de um determinado fator pode impactar em diferentes graus na criação e captura de valor por parte da distribuidora, de modo que a alteração em um atributo técnico (base) pode influenciar sobre outros

elementos técnicos, como também econômicos (telhado). Essa análise tende a ser ainda mais complexa se ponderadas as formas de atuação da distribuidora em diferentes ambientes regulatórios. Pois é a regulamentação que define os aspectos técnicos, econômicos e até sociais que devem ser considerados na prestação do serviço, o que determina o processo de planejamento do sistema de distribuição.

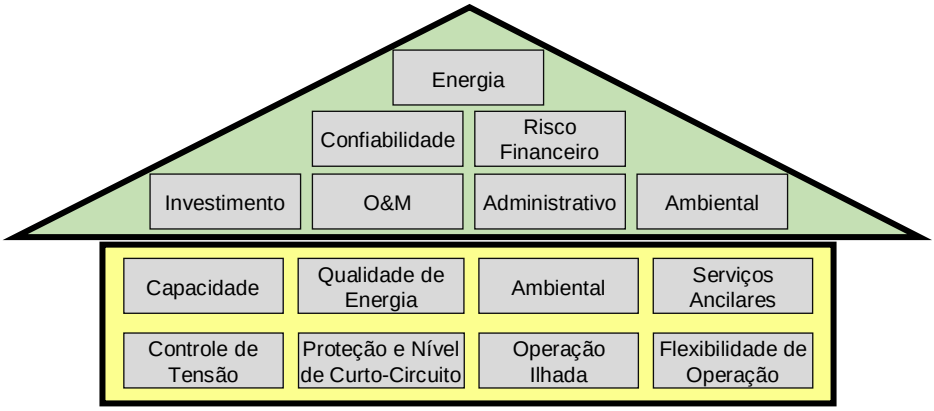


Figura 1 - Classificação técnica-econômica dos custos e benefícios.

6. CONCLUSÕES

Ao longo do presente trabalho foi apresentado um mapeamento causa-efeito que mostra como determinados fatores influenciam nos custos e benefícios de uma distribuidora de energia elétrica ao considerar a inserção de GD. Após isso, foi proposta uma taxonomia com base em dados qualitativos para organizar aspectos técnicos e econômicos particulares à GD que impactam sobre a receita da distribuidora. Sendo necessário quantificá-los, para garantir que à concessionária possa se manter no mercado na presença da GD.

Os resultados obtidos colocam em evidência as dificuldades enfrentadas pela distribuidora para criar e capturar valor dos recursos que poderiam ser disponibilizados pela GD. A partir da classificação é possível entender os aspectos da GD que influenciam a estrutura da distribuidora e avançar na quantificação dos custos e benefícios. Assim, os trabalhos futuros da pesquisa

estão direcionados no detalhamento dos custos e benefícios e nos modelos que permitam realizar a sua quantificação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BHADORIA, V. S.; PAL, N. S.; SHRIVASTAVA, V. A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System. International Conference on Advanced Computing and Communication Technologies, 2013.

DRIESEN, J.; BELMANS, R. Distributed generation: Challenges and possible solutions. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.

EPE. NOTA TÉCNICA DEA 13/15 - Demanda de Energia. arXiv, v. 1, n. 9, p. 28–49, 2016.

HAGHIFAM, M. R.; FALAGHI, H.; MALIK, O. P. Risk-based distributed generation placement. IET Generation, Transmission and Distribution, 2008.

LOPES, J. A. P. et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. Electric Power Systems Research, 2007.

MANDITEREZA, P. T.; BANSAL, R. Renewable distributed generation: The hidden challenges - A review from the protection perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 58, p. 1457–1465, 2016.

MEYER, D. et al. Review of Recent Cost-Benefit Studies Related to Net Metering and Distributed Solar. [s.l: s.n.].

ORRELL, A. C.; HOMER, J. S.; TANG, Y. Distributed Generation Valuation and Compensation White PaperPacific Northwest National Laboratory, U.S. Department of Energy. Washing: [s.n.]. Disponível em: <https://www.districtenergy.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=0103ebf1-2ac9-7285-b49d-e615368725b2&forceDialog=0>.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: Definition, benefits and issues.

Energy Policy, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.

RAZAVI, S. E. et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A reviewRenewable and Sustainable Energy ReviewsElsevier Ltd, , 2019.

SCOTT P. BURGER. Business Models for Distributed Energy Markets. [s.l.] Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2016.

WALLING, R. A. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008.

WOOLF, T.; VITOLO, T.; HORNBY, R. BENEFIT-COST ANALYSIS FOR DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES: A framework for accounting for all relevant costs and benefits. Cambridge, Massachusetts: [s.n.].

ZANGIABADI, M. et al. Assessing the performance and benefits of customer distributed generation developers under uncertainties. Energy, v. 36, n. 3, 2011.

DEPOSIÇÃO DE FIBRAS DE DIFERENTES ÓXIDOS SOBRE SUBSTRATOS DE VIDRO PARA A PRODUÇÃO FOTOCATALÍTICA DE HIDROGÊNIO

Luana Góes Soares[1]; Annelise Kopp Alves[1]

[1]*Universidade Federal do Rio Grande do Sul*

RESUMO

A produção fotocatalítica de hidrogênio tem sido considerada uma opção promissora para se obter energia de forma ambientalmente sustentável. Semicondutores porosos e cristalinos são frequentemente utilizados como fotocatalisadores na produção de hidrogênio. Neste trabalho, relatamos a deposição de fibras de TiO_2 e de TiO_2 contendo dois diferentes precursores de tungstênio (H_2WO_4 ou $Na_2WO_4.2H_2O$), que tratadas termicamente entre 650ºC e 800ºC, sobre substratos de vidro, que serão utilizados como fotocatalisadores, na produção de hidrogênio, quando irradiados pela luz ultravioleta (UV). Todas as amostras foram caracterizadas por: difração de raios X (DRX) para identificação das fases cristalinas formadas, microscopia eletrônica de varredura (MEV) para análise microestrutural da superfície dos filmes e por colorimetria. Os resultados demonstraram que todas as amostras foram eficazes na produção de hidrogênio, principalmente os filmes contendo fibras de TiO_2/$Na_2WO_4.2H_2O$ tratadas a temperatura de 800ºC. A presença de tungstênio nas fibras favoreceu a formação de radicais hidroxila (OH), e de sítios de adsorção na superfície das amostras. O que facilitou a transferência de elétrons entre os dois fotocatalisadores (TiO_2 e WO_3), contribuindo para uma alta taxa de produção fotocatalítica de hidrogênio.

Palavras-chave: Energia; Fibras; Filmes; Hidrogênio.

ABSTRACT

The photocatalytic production of hydrogen has been considered a promising option to obtain energy in an environmentally sustainable way. Porous and crystalline semiconductors are often used as photocatalysts in hydrogen

production. In this work, we report the deposition of TiO_2 and TiO_2 fibers containing two different tungsten precursors (H_2WO_4 or $Na_2WO_4.2H_2O$), which are heat treated between 650 ºC and 800 ºC, on glass substrates, which will be used as photocatalysts in the production of hydrogen when irradiated by ultraviolet (UV) light. All samples were characterized by: X-ray diffraction (XRD) to identify the crystalline phases formed, scanning electron microscopy (SEM) for microstructural analysis of the surface of the films and by colorimetry. The results showed that all samples were effective in the production of hydrogen, especially the films containing TiO_2/$Na_2WO_4.2H_2O$ fibers treated at a temperature of 800 ºC. The presence of tungsten in the fibers favored the formation of hydroxyl radicals (OH) and adsorption sites on the surface of the samples. This facilitated the transfer of electrons between the two photocatalysts (TiO_2 and WO_3), contributing to a high rate of photocatalytic hydrogen production.

Keywords: Energy; Fibers; Films; Hydrogen.

1. INTRODUÇÃO

Vários materiais têm sido testados para funcionar como substrato, dentre eles: vidro, carvão ativado granular, aço inoxidável, quartzo, materiais cerâmicos, zeólitas, polímeros, entre outros (SILVA, 2018).

Os vidros são utilizados como excelente material hospedeiro, devido a suas ótimas propriedades térmicas, ópticas, fotocatalíticas, estabilidade química e facilidade de produção (SILVA, 2018).

Diversos métodos têm sido empregados na deposição de filmes finos, sobre substratos cerâmicos; como: deposição química a vapor, *magnetron sputtering*; *dip coating,* e *spin coating* entre outros. Para filmes espessos, as técnicas de aplicação mais utilizadas são serigrafia plana, aerografia, incavografia e impressão digital. Este último associado ao tratamento térmico (SILVA, 2018).

Em processos fotocatalíticos, os suportes utilizados na imobilização precisam reunir elevada porosidade e capacidade de adsorção, visando proporcionar um aumento na área superficial, uma maior estabilidade térmica

durante as mudanças das fases cristalinas, e uma redução da densidade do fotocatalisador, permitindo uma maior interação fotocatalisador/poluente (SILVA, 2018).

No caso da utilização de vidro como substrato, as propriedades fotocatalíticas dos filmes vão depender principalmente do método empregado na síntese das amostras. Tanto podem ser obtidos filmes finos quanto espessos. Como ocorre quando da utilização de outros materiais, quanto maior a espessura, maior quantidade de cristais, maior número de pares elétron/lacuna, que consequentemente torna a fotocatálise mais eficaz. Assim, para o sucesso da reação fotocatalítica é primordial analisar a composição do substrato (SILVA, 2018).

Neste trabalho, a técnica de *spin-coating* foi utilizada para a deposição de filmes finos de TiO_2, TiO_2/WO_3 e de TiO_2/$Na_2WO_4.2H_2O$ sobre substratos de vidro, e sua eficiência fotocatalítica para a geração de hidrogênio foi avaliada.

2. EXPERIMENTAL

Os reagentes escolhidos para a preparação das amostras. O propóxido de titânio (Sigma-Aldrich), contém o íon titânio indispensável para a formação do óxido de titânio. O ácido acético glacial (Sigma-Aldrich) foi usado visando acelerar a reação de hidrólise do propóxido de titânio. O álcool etílico anidro (Zeppelin) que foi usado como solvente geral da solução. Uma solução 10 %p de polivinilpirrolidona (PVP – Sigma-Aldrich, 1.300.000 g/mol) foi utilizada como veículo polimérico para produção das fibras por *electrospinning*. O ácido túngstico (Sigma-Aldrich), foi utilizado como precursor de tungstênio. O peróxido de hidrogênio (Dinâmica) foi utilizado como agente oxidante.

2.1 *Electrospinning*

Para a síntese das fibras por *electrospinning*, foram preparados 3 tipos de soluções precursoras. A solução de TiO_2 continha a mistura de 2,5 mL de propóxido de titânio (TiP); 2 mL de ácido acético glacial e 5 mL de uma solução alcoólica contendo 10% em peso de polivinilpirrolidona (PVP). A solução de

TiO_2/WO_3 continha a mistura da solução de titânio descrita acima acrescida de 1 mL de peróxido de hidrogênio e 0,10 g de H_2WO_4, que foram mantidos sob agitação magnética por 15 minutos. A solução de TiO_2/ $Na_2WO_4.2H_2O$ foi obtida através da mistura entre a solução inicial contendo titânio adicionando-se 1 mL de peróxido de hidrogênio e 0,10 g de $Na_2WO_4.2H_2O$, que foram mantidas sob agitação magnética por 15 minutos.

As fibras foram produzidas através do preenchimento de uma seringa plástica de 5 mL, conectada a uma agulha hipodérmica de aço inox, de 1 mm de diâmetro interno, com a solução precursora. A agulha foi conectada à fonte de alta tensão. A distância entre a ponta da agulha e o coletor cilíndrico rotativo revestido por uma folha de papel alumínio foi de 12 cm. Aplicou-se uma tensão de 13,5 kV entre a agulha e o coletor. Uma bomba de infusão (KD Scientific) controlou o fluxo da solução precursora (1,8 mL/h). As fibras foram coletadas a cada 30 minutos, pelo período de 4 horas diárias, para cada formulação.

2.1.1 – Tratamento térmico

As fibras obtidas foram submetidas a um tratamento térmico em um forno elétrico (Sanchis) em temperaturas de 650ºC, 700ºC, 750ºC e 800°C, com patamar de 1 hora e taxa de aquecimento de 1,4 °C/min, a fim de remover o material polimérico e formar fases cristalinas. A Figura 1 mostra a aparência das fibras de TiO_2 obtidas por *electrospinning*.

Figura 1 - Imagem fotográfica das fibras de TiO_2 obtidas por *electrospinning*, após o tratamento térmico

2.1.2 *Spin-coating*

Antes da deposição das soluções sobre as placas de vidro, as mesmas foram lavadas com uma solução de acetona e água a 80%v/v. Após o término da lavagem das placas de vidro, estas foram levadas a um banho ultrassônico por 15 minutos e depois secas com papel absorvente. Para o preparo de soluções das fibras e do padrão P25 foram misturados 0,25 g do padrão TiO_2-P25 (Evonik-pó comercial) ou das fibras tratadas termicamente a 650ºC, 700ºC, 750ºC e 800ºC em 8 mL de etanol anidro e 0,8 mL de acetilacetona (Sigma-Aldrich). As misturas foram dispersas em um ultrassom por 10 minutos. Após este período foram adicionados 0,1 mL de Triton X-100 (Sigma-Aldrich) e 0,4 g de polivinilbitiral (PVB) e mantidos sob agitação magnética por 10 minutos.

Os filmes foram obtidos através da deposição de 5 gotas de cada uma das soluções preparadas anteriormente sobre placas de vidro (1 cm x 2 cm) recobertas com FTO (*Fluorine-Doped Tin Oxide*, XOP Glass). Estas placas de vidro foram fixadas com fita dupla face no lugar apropriado do equipamento para o início do processo de *spin-coating*. O equipamento utilizado foi um (TC 100 Spin Coater) com uma rotação de 800 RPM por 30 s.

2.1.3 Caracterização

Um microscópio eletrônico de varredura (MEV, JEOL JSM 6060) foi utilizado para analisar a morfologia das amostras. Este equipamento estava equipado com EDS (espectroscopia de energia dispersiva), que auxiliou na identificação dos átomos de Ti, O e W, Na, (OH) presente nas amostras, conforme a sua composição. A difração de raios X foi determinada por um difratômetro (PHILIPS, X'PERT) com radiação CuKα, operando com uma tensão de 40 kV e corrente de 40 mA, velocidade de 0,05º/min e passo de 1 s em uma faixa de 5 a 75°. Os difratogramas obtidos foram comparados ao banco de dados JCPDS (*Joint Committee on Powder Diffraction Standards*) utilizando-se o *software* X'Pert HightScore® para determinação das fases presentes. A correlação de Kubelka e Munk foi utilizada para fornecer os valores da energia de *band gap* dos filmes sintetizados e do padrão TiO_2-P25 (Evonik-pó comercial). Um espectrofotômetro de feixe duplo UV-Vis- NIR (Cary 5000), com uma esfera integradora no modo de reflexão difusa de luz, foi usado na determinação das medições. A colorimetria foi analisado por um espectrofotômetro Konica-Minolta, CM 2600d, com esfera integrada e filtro ultravioleta. O iluminante utilizado foi o D65, e as medidas de cor foram obtidas com base em um observador a 10° de distância.

2.1.4 Produção de hidrogênio por *water-splitting*

Para a produção fotocatalítica de hidrogênio foi utilizado um reator de quartzo constituído de paredes duplas por onde circulava a água, com temperatura constante de 25ºC. Em seguida, os catalisadores (filmes), um de cada vez, foram imobilizados em uma solução de 7,5 mL de água deionizada e 2,5 mL de etanol. Antes do início da irradiação, argônio analítico foi borbulhado para remover os gases dissolvidos e o sistema foi desaerado através de uma linha de vácuo. Uma lâmpada de xenônio de 300 W iluminou o reator para simular a luz do sol. Os gases produzidos foram coletados usando uma seringa de gás Hamilton em intervalos de 30 min por 4 h e quantificados usando um

cromatógrafo GC-Agilent 6820. O volume total das amostras injetadas no cromatógrafo foi de 1.000 µL (SOARES, 2021).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 2 apresenta as imagens de microscopia eletrônica de varredura (MEV) da superfície dos filmes de TiO_2 (2a-b), de TiO_2/WO_3 (2c) e de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ (2d). Analisando essas imagens, as fibras parecem não ter uma orientação preferencial, aparentando ter uma microestrutura alongada e contínua. As fibras que constituem os filmes de TiO_2, de TiO_2/WO_3 e de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ mostradas principalmente na Figura 2a-c, parecem ser constituídas por um conjunto de partículas aglomeradas e interligadas. Esses aglomerados ocorrem porque as fibras possuem em sua estrutura vários grãos, com tamanhos maiores. A espectroscopia de espalhamento de energia dispersiva (EDS), Figura 3, identificou e confirmou a presença de átomos de Na, (OH), oxigênio, titânio e tungstênio em diferentes regiões da amostra, conforme a composição do filme.

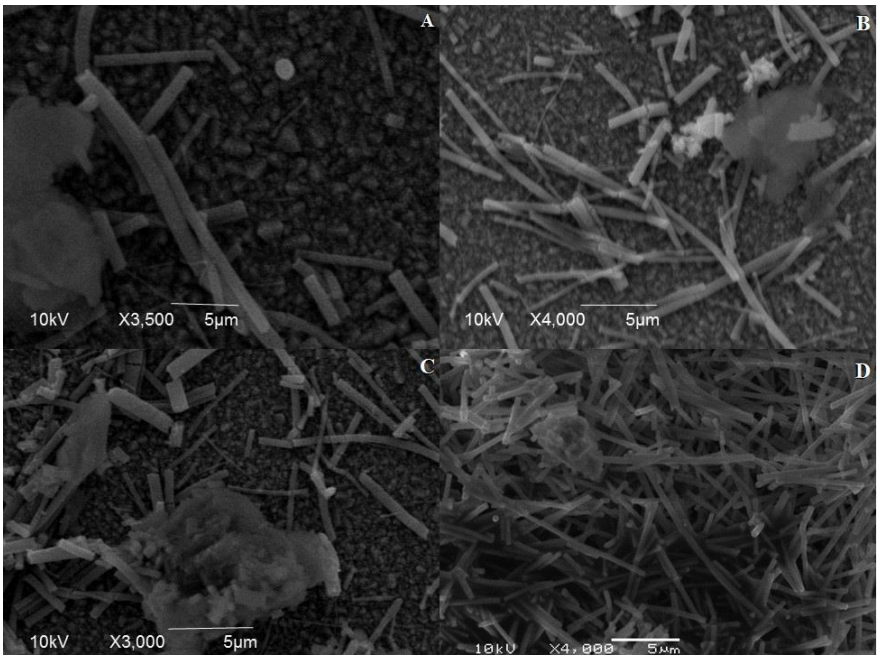


Figura 2 - Imagens de MEV dos filmes de TiO_2 (a-b), de TiO_2/WO_3 (c) e de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ (d)

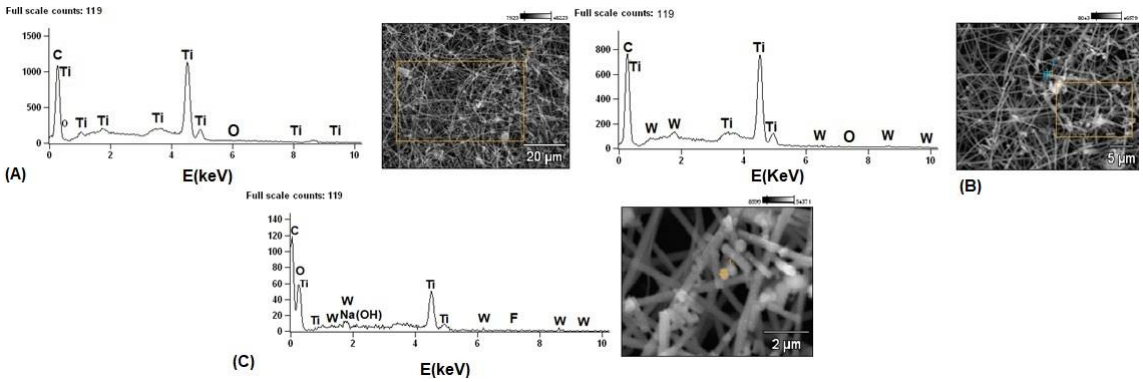


Figura 3 - Imagens de MEV EDS dos filmes de (a) TiO_2, de (b) TiO_2/WO_3 e de (c) $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$

A Figura 4 apresenta, as fases identificadas por difração de raios X das amostras de TiO_2, de TiO_2/WO_3 e de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$, com tratamento térmico a 650ºC, 700ºC, 750ºC e 800°C, respectivamente. A Figura 5 mostra que as amostras sem o tratamento térmico (STT) são amorfas, ou seja, sem forma. Como os filmes contendo as fibras sem tratamento térmico (STT) apresentaram-se amorfas para ambas formulações, conforme mostra a Figura 4, colocamos apenas um gráfico para fins de ilustração.

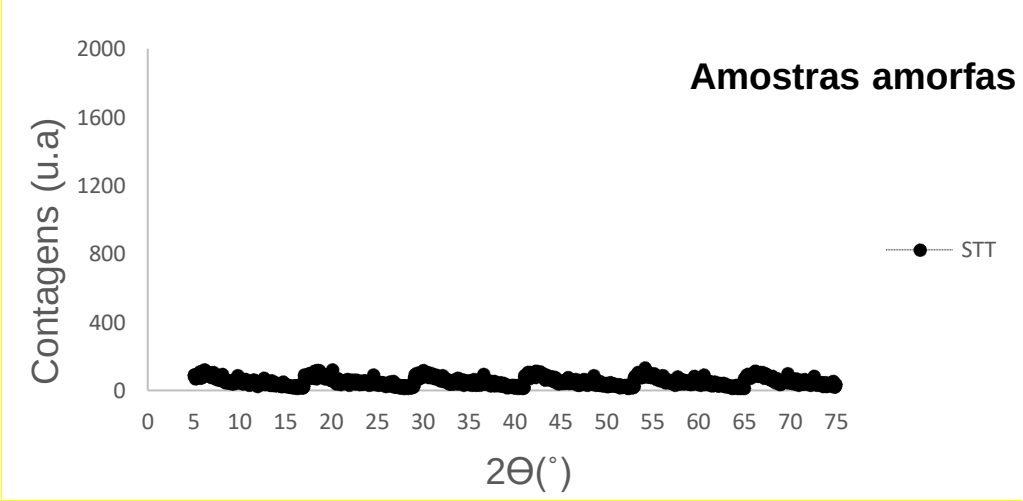


Figura 4 - Difratagroma das amostras STT

Para as amostras de TiO_2, Figura 5a, observou-se que até a temperatura de 700°C, somente a fase cristalina anatase (JCPDS 01-078-2486), com o

primeiro pico característico em 2Θ = 25,271º, foi detectada. As amostras que continham fibras tratadas a partir de 750°C formaram além da fase anatase, a fase rutilo (JCPDS 01-077-0442). O primeiro pico característico da fase rutilo aparece em aproximadamente 2Θ = 27,294°. A fase rutilo surge, em razão do aumento da temperatura de calcinação, que ocasiona uma transição da fase cristalina anatase para rutilo. Para as amostras de TiO_2/WO_3, Figura 5b, tratadas até a temperatura de 650°C foram identificadas as fases anatase e brookita (JCPDS 01-075-1582) para o TiO_2, esta última com primeiro pico característico, em 2Θ = 25,425°. As fibras tratadas a partir de 700°C apresentaram para o TiO_2 além das fases anatase e brookita também a fase rutilo (JCPDS 01-077-0442), esta última com o primeiro pico característico em 2Θ = 27,294°. Para o WO_3 foi detectada a fase monoclínica (JCPDS 00-032-1393), com primeiro pico característico em aproximadamente 2Θ = 23º, identificada em todas as amostras desta formulação, tratadas entre 650ºC e 800ºC. Já para as amostras de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ tratadas até a temperatura de 700ºC, Figura 5c, foram detectadas a fase monoclínica para o WO_3, a fase anatase e brookita para o TiO_2. Para as fibras calcinadas a 750ºC foram identificadas as fases anatase e brookita para o TiO_2 e tetragonal (JCPDS 00-002-0414) para o WO_3, com o primeiro pico em 2Θ = 37,604º. Já as fibras calcinadas a 800 °C apresentaram as fases anatase, brookita e rutilo (JCPDS 01-077-0442) para o TiO_2 e predominância da fase tetragonal para o WO_3. O grupo Na(OH) apresentou a fase ortorrômbica (JCPDS 00-035-1009) identificada em todas as amostras tratadas entre 650ºC e 800ºC, com primeiro pico em aproximadamente 2Θ = 16º.

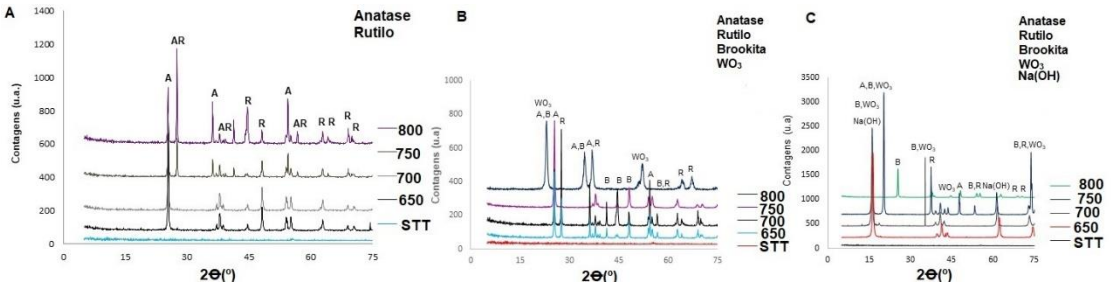


Figura 5 – Difratograma das amostras de (a) TiO_2, (b) TiO_2/WO_3 e de (c) $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$

Os registros para cada amostra foram obtidos com base no sistema CIE-L*a*b* e, a faixa de medição abrangeu todo o espectro visível (400 a 700 nm). Assim, durante os testes colorimétricos o padrão P25 e as amostras de TiO_2 tiveram máxima absorbância na região da cor azul-escuro, influência dos valores positivos de a* (cor vermelho) e negativos de b* (cor azul). A tonalidade escura das amostras foi determinada com base nos valores negativos de ΔL*. As amostras de TiO_2/WO_3 e de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ tiveram máxima absorbância na região da cor azul-claro, influência dos valores negativos de a* (cor verde) e negativos de b* (cor azul). A tonalidade clara das amostras foi determinada com base nos valores positivos de ΔL*. A máxima absorbância na região da cor azul alcançada pelas amostras de TiO_2, TiO_2/WO_3 e de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ já era esperada, visto que ambas soluções precursoras possuem coloração amarela, diferindo apenas na tonalidade. E, em análises colorimétricas o máximo de absorbância ocorre na região da coloração complementar e, neste caso a cor complementar ao amarelo é o azul. Tanto o padrão P25 como as amostras de TiO_2 e de TiO_2/WO_3 e de $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ tiveram uma boa quantidade de luz percebida, conforme os valores de luminosidade (%L).

A Figura 6 mostra, em termos de valores, quanto hidrogênio cada amostra produziu. Os catalisadores TiO_2, TiO_2/WO_3 e $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ que apresentaram o melhor desempenho fotocatalítico para a produção de hidrogênio: 72%, 95% e 96%, respectivamente. Essas amostras foram sintetizadas a 800 ºC e apresentaram áreas superficiais específicas de 9,8, 28,5 e 30,9 m^2/g, respectivamente. A maior área superficial específica também pode explicar o fato de que a amostra $TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$ tratada termicamente a 800ºC foi a mais fotoativa durante a produção de hidrogênio, além da presença de íons de oxigênio e Na^+, que também contribuíram para o aumento de grupos hidroxila (OH) na superfície do material (MUCCILLO, 2008). (EL-YAZEED, 2019), relatam em seu estudo a síntese de fotocatalisadores mesoporosos WO_3/TiO_2, com diferentes cargas de peso de WO_3, que foram utilizados na remoção de uma solução aquosa de azul de metileno. Os resultados de FTIR mostraram que os grupos OH se ligaram mais facilmente à superfície da amostra

10% em peso de WO_3/TiO_2, o que influenciou no aumento de sua capacidade de fotodegradação na região UV-visível.

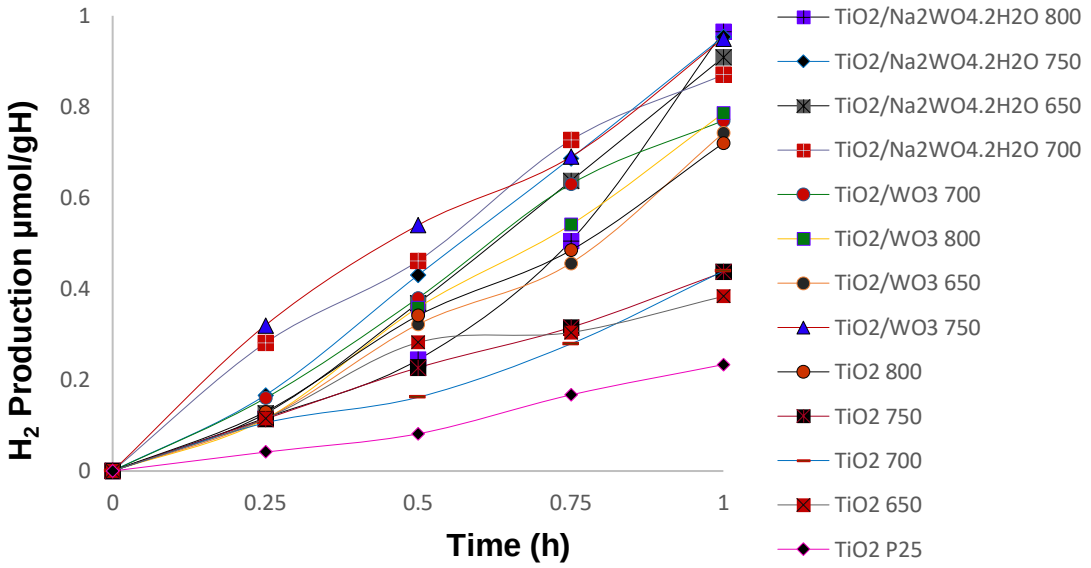


Figura 6 – Produção de hidrogênio por *water-splitting*

Tabela 1 – Evolução da produção de hidrogênio utilizando os filmes sintetizados por *spin-coating* como fotocatalisadores

Filmes	**Produção de H_2**
TiO_2-650ºC	38%
TiO_2-700ºC	43%
TiO_2-750ºC	44%
TiO_2-800ºC	72%
TiO_2/WO_3-650ºC	74%
TiO_2/WO_3-700ºC	76%
TiO_2/WO_3-750ºC	78%
TiO_2/WO_3-800ºC	95%
$TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$-650ºC	91%
$TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$-700ºC	87%
$TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$-750ºC	90%
$TiO_2/Na_2WO_4.2H_2O$-800ºC	96%
P25	23%

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EL-YAZEED, A.; AHMED, A. "Photocatalytic activity of mesoporous WO_3/TiO_2 nanocomposites for the photodegradation of methylene blue", 2019.

MUCCILLO, E. "Condutores de íons oxigênio - uma breve revisão", 2008.

SILVA, L. "Correlação entre as propriedades fotocrômicas e atividade fotocatalítica dos óxidos de titânio e tungstênio", 2018.

SOARES, L.; VAZ, M.; TEIXEIRA, S.; ALVES, A. "Absorbance determination and photocatalytic production of hydrogen using tungsten and TiO_2 oxide nanostructures as catalyst", 2021.

DESAFIOS DA AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA

Cintia Helena Flesch[1]; Cláudio Adriano Correia Cambambi[1]; Patricia Gomes Dallepiane[1]; Luciane Neves Canha[1]; Enoque Dutra Garcia[2]

[1]Universidade Federal de Santa Maria; [2]Fundação Federal do Pampa

RESUMO

A Autoprodução de Energia Elétrica (APE) se intensificou nos últimos anos, com o movimento de grandes consumidores em projetos de geração própria seja de maneira isolada ou através de Sociedades de Propósito Específico (SPE) onde passaram a realizar acordos para construção de grandes parques solares e eólicos. Desta forma, o consumidor consegue ter uma maior previsibilidade de custos e dos encargos pagos em cima de um dos insumos de maior importância, a energia elétrica. O agente autoprodutor, é uma das classificações que um agente que está Ambiente de Contratação Livre (ACL) pode ter. O mercado livre de energia, ou ACL é onde os consumidores podem definir de quem querem comprar energia, podendo negociar o contrato de energia de forma bilateral, estabelecendo prazos, condições, flexibilidade na contratação. Para um consumidor migrar para o ACL ele precisa pertencer ao grupo A e possuir demanda maior ou igual a 1000kW.O agente autoprodutor, pode existir em dois cenários: um consumidor livre que investe em geração própria ou uma unidade consumidora do mercado cativo com geração distribuída que migra para o ACL como um APE. Devido a isso, este artigo abordou a pesquisa legislativa no processo de compreender o processo de um consumidor livre se tornar um autoprodutor de energia, analisando o cenário, a legislação e os procedimentos e compreender o porquê neste cenário chega-se ao consumidor livre com “grid-zero” ao invés de autoprodutores de energia. A metodologia buscou apresentar os principais desafios regulatórios e técnicos dentro da autoprodução de energia. Mediante ao desenvolvimento do estudo é possível destacar os principais benefícios da autoprodução de energia nos dois cenários. Destacando a diferença de payback obtido no cenário da autoprodução em contrapartida da

geração distribuída, comparada aos benefícios e caminhos regulatórios da opção pela autoprodução que demandam um investimento financeiro, técnico e operacional maior.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre; Energia; Autoprodução de Energia; Oportunidades.

ABSTRACT

The Self-Production of Electric Energy (APE) has intensified in recent years, with the movement of large consumers in projects of their own generation either in isolation or through Special Purpose Societies (SPE) where they started to make agreements for the construction of large solar parks. and wind. In this way, the consumer can have greater predictability of costs and charges paid on one of the most important inputs, electricity. The self-producing agent is one of the classifications that an agent that is in a Free Contracting Environment (ACL) can have. The free energy market, or ACL, is where consumers can define from whom they want to buy energy, being able to negotiate the energy contract bilaterally, establishing terms, conditions, flexibility in contracting. For a consumer to migrate to the ACL, he must belong to group A and have demand greater than or equal to 1000kW. The self-producing agent can exist in two scenarios: a free consumer that invests in its own generation or a consumer unit of the captive market with distributed generation that migrates to the ACL as an APE. Because of this, this article addressed the legislative research in the process of understanding the process of a free consumer becoming a self-producer of energy, analyzing the scenario, legislation and procedures and understanding why in this scenario we reach the free consumer with “grid- zero” instead of self-producing energy. The methodology sought to present the main regulatory and technical challenges within energy self-production. Through the development of the study, it is possible to highlight the main benefits of energy self-production in both scenarios. Highlighting the difference in payback obtained in the scenario of self-production in contrast to distributed generation, compared to the benefits and

regulatory paths of the option for self-production that demand a greater financial, technical and operational investment.

Keywords: Free Contracting Environment; Energy; Energy Self-production; opportunities.

1. INTRODUÇÃO

O termo autoprodução de energia pode parecer novo e uma novidade dentro do ACL e das modalidades de economia do mercado, mas ele surgiu em 1883 quando pequenas empresas que ficavam distantes da rede de distribuição pública necessitavam de energia, se tem com o Código de Águas em 1934 dois artigos que citavam o uso de fontes de geração para uso exclusivo do proprietário, ou seja, a origem do APE in situ, ou seja com a geração na carga. Pelo decreto Nº41.019 de 1957 estabelece a definição dos limites para APE no seu art. 66 quando ao APE tinham geração com carga superior a 50kW e inferior a 150kW. Assim, em 1957 o autoprodutor recebia um ato autorizativo de uso exclusivo, mas poderia fornecer energia para terceiros.

A segunda onda de autoprodutores e de produtores independentes, onde tem-se como diferença apenas o que o último produz energia com intenção de venda no mercado e não para o seu consumo próprio exclusivamente, na década de 90. Nessa segunda onda, apresenta-se uma redução de custos e a possibilidade de ter a geração alocada, ou seja, poderia ser distante do ponto de consumo. Com as Leis Nº8.987 e Nº 9.074, se tem o convite para que os autoprodutores participassem das obras de energia paradas e as grandes empresas eletrointensivas investindo em geração própria, aqui a fonte hídrica foi a de maior gama de investimentos, com a modalidade de consórcio e a constituição de SPE's. Da década de 90 até 2015 tem-se a modalidade de APE estabilizada, conforme Tabela 1, em 2015 apresenta-se 62 autoprodutores de energia e a grande maioria concentrado em fontes térmicas e hídricas.

Tabela 1 – Evolução Anual do Número de Agentes (2015-2021).

Classe	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gerador Autoprodutor	62	63	65	70	76	78	85
Comercializador	171	191	219	270	341	397	456
Consumidor Livre	624	812	874	887	922	1023	1132
Consumidor Especial	1.202	3.250	4.318	4.932	6.135	7556	8798
Distribuidor	49	50	49	46	48	48	53
Gerador Título de Serviço Público	30	41	45	44	43	42	43
Importador	0	0	0	0	0	0	0
Gerador Produtor Independente	1.106	1.248	1.294	1.370	1.445	1590	1673
TOTAL	**3.244**	**5.655**	**6.864**	**7.619**	**9.010**	**10.734**	**12.240**
Expansão (%)		**74%**	**21%**	**11%**	**18%**	**19%**	**14%**

Com a implementação de novas tecnologias e principalmente a redução do custo dessa tecnologia, principalmente na parte de equipamentos, módulos fotovoltaicos, turbinas e demais equipamentos. Em 2015, uma maior competitividade em projetos de geração renovável e o apelo ambiental para que empresas e órgão considerassem esses aspectos, fez com que politicas fossem aplicadas afim de incentivar essas fontes, tem-se aqui a implementação do desconto no uso do fio, uma maior flexibilidade nos projetos de APE e devido ao aumento de encargos para os consumidores livres um maior interesse em investir em geração própria, assim a APE alcança outros setores da economia. A implementação de projetos como solar, eólica e biomassa afim de travar custos fez com que o interesse por investimento em geração fosse retomado.

Em 2021, a alta de encargos em cima dos consumidores livres e cativos e o aumento crescente da conta de energia fez com que o crescimento em busca pela geração própria teve um aumento exponencial, observa-se pelo aumento de geração fotovoltaica no mundo e principalmente no Brasil, onde atinge-se 9,4 MW, tendo um crescimento de 17% de 2020 a junho de 2021, mesmo em cenário de pandemia e retração da economia. Sendo que desses 9,4 MW, 36% se concentram em projetos de geração centralizada.

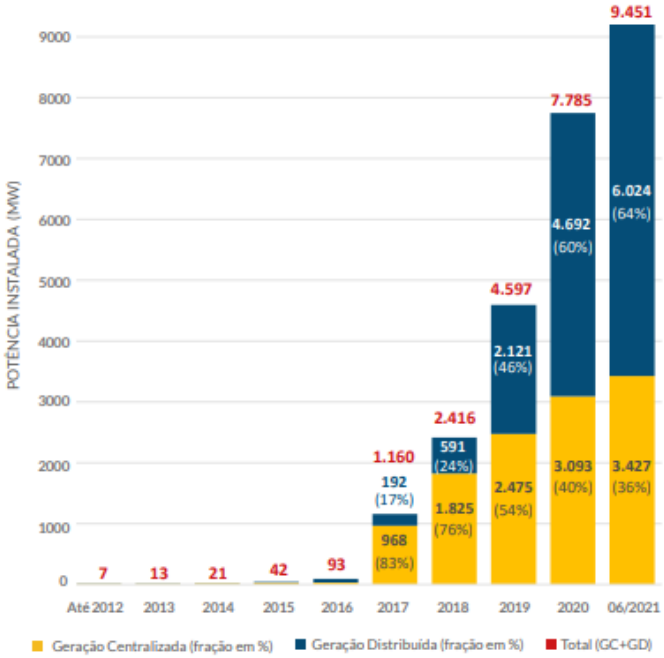


Figura 1 – Potência instalada de Sistemas Fotovoltaicos.
Fonte ANEEL/ABSOLAR,2021

Em toda essa perspectiva e aumento de número de projetos de geração centralizada precisa-se entender como que todo o investimento em geração pode beneficiar o consumidor e como ele pode se tornar um APE e de outro lado tem-se empresas que estão no mercado regulado e querem investir em geração ou já investiram e querem migrar para o APE. Assim, este artigo aborda os desafios regulatórios para esses consumidores consigam ser autoprodutores de energia.

2. PANORAMA DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DO AUTOPRODUTOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Quando se fala de mercado de energia, ainda se tem dúvidas, principalmente dentro do ACL, ainda há um meio místico que faz com que algumas empresas tenham medo de migrar para o ACL por terem medo do termo “Mercado Livre” que muitas vezes é associado a terra sem lei. Esquecendo as premissas místicas, considera-se o ACL como um dos ambientes de contratação

do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) que apenas permite que as empresas contratem energia de forma diferenciada, ou seja, com contratos bilaterais, mas não deixa de ser um ambiente que possui regras e que de fato é regulado, porém mais transparente do que quando comprar energia no mercado cativo.

Com o avanço dos debates sobre a liberalização do mercado de energia, a tendência de elevação do quadro associativo se manteve. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em 2021, registrou-se um crescimento na quantidade de agentes cadastrados, alcançando um crescimento de 14% no acumulado do ano. Conforme a Tabela 1 (CCEE, 2021b), entre os anos de 2020 e 2021, o crescimento foi de 1.506 agentes, saltando de 10.734 para 12.240. Destaca-se a categoria de consumidores especiais, cujo aumento foi de 16,5% em relação ao ano anterior, o equivalente a 62% do quadro associativo.

Na categoria de geração de energia é dividida em Gerador a Título de Serviço Público, Produtor Independente e Autoprodutor. Em 2021, com a chegada de mais 83 agentes, os produtores independentes apresentaram um crescimento de 5% em relação ao ano de 2020. Conforme a Tabela 1 (CCEE, 2021b), observa-se um crescimento para o autoprodutor, em 2015 com 62 agentes para 2021 totalizando 85 agentes. Uma classe no ambiente de contratação livre (ACL) é a autoprodução de energia (APE), onde os consumidores livres podem optar de quem compram a energia elétrica e que tipo de energia querem comprar, podendo optar por uma geração por fonte renovável de energia. Para o autoprodutor a finalidade principal da geração é o autoconsumo e poder comercializar o excedente.

2.1 O Autoprodutor de Energia Elétrica

O termo é definido pelo Decreto Nº2003/1996 que define autoprodutor de energia, como sendo o consumidor que investem em geração para seu uso exclusivo, podendo posteriormente vender seus excedentes. Esse decreto também estabelece o livre acesso a rede e a obtenção de outorga para projetos de APE. Em 2007 pela Lei Nº 11.488, a figura do autoprodutor por equiparação

que se dá pelas SPE's, ainda em 2007, o Decreto Nº6.210 limita a carga mínima que autoprodutores por equiparação deveriam ter, ou seja, 3.000kW. Em 2021 através da Resolução Normativa da ANEEL Nº921, define os direitos e outras condições gerais aplicáveis às outorgas de autorizações a pessoas jurídicas, físicas ou empresas reunidas em consórcio interessadas em se estabelecerem como Produtores Independentes de Energia Elétrica ou Autoprodutores de Energia de Elétrica. Assim, tem-se o acervo das legislações que norteiam a autoprodução de energia que devem estar em complementação das normas das distribuidoras que podem ter normativas especificas para a conexão na sua área de concessão.

Segundo a Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica – Abraceel o aumento de consumidores dentro do ACL cresceu 21% se comparado a 2021 e neste contexto, o presente artigo visa compreender o motivo que após decorrer 78 anos da figura do APE dentro deste cenário, o número de autoprodutores de energia elétrica ainda é tão baixo. E com isso, chega-se a dois cenários, o primeiro é o cenário em que um consumidor que está no mercado cativo quer migrar para o mercado livre e necessitaria compreender como ocorre a migração para então fazê-lo com segurança o outro é um consumidor livre que gostaria de investir em geração própria, mas tem como pareceres de empresas que oferecem o serviço, os chamados integradores que não é possível por estarem dentro do ACL.

3. DESAFIOS DA AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA

Entre estar no ACL e decidir investir em geração própria a dúvida de muitos consumidores é na viabilidade do projeto, de como executar um projeto de uma dimensão tão grande, afinal se o processo de migração para o ACL já é complicada pois necessita de análise de contrato com a distribuidora, abertura de conta em agência Bradesco Trianon, pagamento de boleto de adesão da Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e posteriormente o recebimento e pagamento de inúmeras obrigações chamadas de encargos setoriais, como será a transição de um consumidor livre para um autoprodutor

de energia? Como ter a certeza da legalidade dentro de um cenário que muitas vezes nem o próprio consumidor conhece.

De um lado se apresenta projetos de geração distribuída (GD) em que os projetos de geração fotovoltaica se pagam em pouco mais de cinco anos e que toda a tratativa com a distribuidora é simples e bem regulada. Aqui tem-se o Sistema de Compensação de Créditos de Energia Elétrica e pouco depende da fonte ou do momento em que está gerando. De outro lado, um consumidor que rompeu o lado de compra de energia da distribuidora, logo ele não pode compensar créditos de energia com ela. Mas afinal, como ele pode investir em geração sem não pode compensar créditos e teoricamente um consumidor livre pode comprar energia elétrica de qualquer gerador ou comercializadora, não pode vender energia.

Na área de concessão do grupo CPFL Energia – RGE Sul, a regulação do gerador de energia está regulado pelo GED-33: Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL onde a parte técnica de um consumidor que se torna um APE que envolve desde a consulta de acesso, a estudos de proteção e seletividade, troca de Transformadores de Instrumentos (TI's) e principalmente o corte do vinculo de comunicação com a CCEE com a distribuidora. Após o processo de APE estar completo, o agente de medição passa a ser o consumidor, ou seja, a responsabilidade de comunicação com a CCEE e todo a clareza e veridicidade de dados é responsabilidade do consumidor. Além disso, a parte de modelagem dentro do ambiente da CCEE e uma das grandes perguntas, realmente vale a pena investir em geração própria? Descreve-se a análise no decorrer do estudo a seguir.

4. CENÁRIOS A SEREM ANALISADOS

O artigo visa analisar o cenário de um consumidor cativo que investe em geração, um consumidor cativo com geração que quer migrar e um consumidor livre que quer investir em geração própria. Para todos os cenários tem-se consumidores com carga de 500 kW de demanda, produzindo toda a sua energia. Em panoramas normais, se tem dentro do mercado cativo uma

economia de 75 % visto que o consumidor ainda deve pagar pela demanda contratada, no segundo cenário tem-se uma economia adicional de 20%, no cenário do mercado livre e uma economia que pode chegar a 80% a depender do consumo instantâneo.

Quando se fala de cenários regulatórios, no primeiro cenário o consumidor cativo ainda pode se beneficiar pela regulação que muda em janeiro de 2023, quando passa a não compensar mais TE e TUSD, logo ele investindo em GD no momento, possui a parte regulatória bem definida, se tem um futuro definido principalmente pela Lei Nº14.300/2022. Assim, o processo regulatório para se transformar em um consumidor cativo com geração tem um período de espera regulatória definida e em menos de um ano possui todo o processo realizado e enquadrado dentro do sistema de compensação de créditos. Podendo por fim ter uma economia de ate 75%, só não chega próximo aos 100% pois necessita arcar com os custos de disponibilidade da rede que precisa, ou seja, da demanda contratada.

No segundo cenário, esse mesmo cliente já com geração almejando migrar para o ACL. Em desafios regulatórios tem-se toda a parte de carta denúncia para a distribuidora comunicando que não deseja mais participar do sistema de compensação, que não deseja mais comprar energia da distribuidora. Exige uma nova consulta de acesso para a geração, para tornar-se um APE. A carta denúncia não só faz com que o consumidor quebre o vínculo, mas a geração também. Posteriormente, o processo de adesão a CCEE, a abertura de conta, a modelagem, o encontro de uma empresa que auxilie na busca de alguém quem possa auxiliar como agente de medição. Tudo isso é extremamente complexo quando se fala de um consumidor que quer facilitar a sua vida dentro do mercado de energia, assim, tem-se um dos motivos de tantos consumidores quererem migrar para o ACL como grid zero, que é apenas o uso da geração instantânea, toda a capacidade adicional da usina é descartada. Pois se o processo para se tornar livre já é complexo, imagina-se que para se tornar um APE é muito mais.

No terceiro cenário descreve-se um consumidor livre, que já passou pela adesão, já sabe como funcionam os encargos e que quer investir em geração própria, mas tem a influência do setor de integradores que querem que o consumidor volte para o mercado cativo e só então invista em geração. Mas aqui se tem um dos cenários que apesar da parte regulatória impactar, pode-se ter um consumidor que passara, fará a transição de maneira mais gradual, desde o uso da geração como grid zero no momento da adequação com a distribuidora, a finalmente entrada em operação como APE. Observa-se um consumidor que diminui o seu custo com energia progredir e que vê seu investimento se pagar aos poucos. Mas como se pode fazer esses cenários se tornarem mais frequentes, mais simples para todos os consumidores?

5. CONCLUSÃO

Por conseguinte, a inclusão de cenários, o desmembramento dos cenários com todos os procedimentos necessários seria o adequado tanto para consumidores se tornarem livres como para que consumidores queiram se tornar autoprodutores de energia. Assim sugere-se ao fim deste artigo a implementação de modelos de etapas que um consumidor deva passar para de fato se tornar um APE, para se tornar um consumidor livre. Acredita-se que quanto menos mistério os consumidores encontrarem no caminho para esses cenários mais fácil e confortável será e por isso é tão importante falar sobre isso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACEEL. Boletim Anual de Mercado. Associação Brasileira de Comercializadores de Energia. Publicado em 20 de dezembro de 2021. Acesso em 27 de dezembro de 2021. Disponível em https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2021/12/Boletim-Abraceel-Dezembro.pdf

BRASIL. Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de

autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 set. 2004. Seção 1, p. 1.

BRASIL. Lei Nº 14.300/2022, de 6 de janeiro de 2022.Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis n.º 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, jan. 2022. Seção 1, p. 4.

BRASIL. Lei Nº10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n.º 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 15 de março de 2004. Seção 1, p. 2.

BRASIL. Lei Nº9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 de julho.1995. Seção 1, p. 6.

BRASIL. Resolução Homologatório ANEEL N°2.880, de 15 de junho de 2021. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à RGE SUL Distribuidora de Energia S.A. - RGE, e dá outras providências. Acessado no site da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL em Biblioteca ANEEL. Acesso em 24 novembro 2021. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212880ti.pdf

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL N°109, de 26 de outubro de 2005. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Acessado no site da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL em

Regulação do Mercado de Energia Elétrica. Acesso em 24 março 2021. Disponível em https://www.aneel.gov.br/mercado-de-eletricidade

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL N°482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Acessado no site da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL em Regulação do Mercado de Energia Elétrica. Acesso em 24 novembro 2021. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL N°687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Acessado no site da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL em Regulação do Mercado de Energia Elétrica. Acesso em 24 novembro 2021. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. CCEE finaliza a primeira parte do estudo com propostas para abertura total do mercado livre. São Paulo, 2021a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-finaliza-primeira-parte-do-estudo-com-propostas-para-abertura-total-do-mercado-livre-de-energia>.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. CCEE registra um aumento de 14% em agentes cadastrados. São Paulo, 2021b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html>.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.Mercado livre de energia bate recorde de migração de unidades consumidoras em 2021. São Paulo, 2022. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-livre-de-energia-bate-recorde-de-migracao-de-unidades-consumidoras-em-2021>.

TRINDADE, H. Viabilidade do Ambiente de Contratação Livre para Órgãos Públicos. SEPOC 2019. Natal, RN, 2019.

DESAFIOS DA INSERÇÃO DO HIDROGÊNIO NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Agnes M. da Costa[1]; Fernanda Delgado[2]; Luciano José da Silva[1];
Edlayan Passos[1]; Virginia Parente[1]

[1]Universidade de São Paulo; [2]Fundação Getúlio Vargas

RESUMO

Vários países que têm adotado metas de descarbonização de suas matrizes energéticas têm voltado sua atenção para o hidrogênio verde. Tal hidrogênio é produzido comumente a partir da energia elétrica gerada por fontes renováveis através do processo de eletrólise. O Brasil ocupa uma posição estratégica na geração a partir de fontes renováveis e, em decorrência, apresenta vantagens competitivas na produção de hidrogênio verde por conta do caráter renovável do seu *mix* energético. Neste contexto, o presente artigo tem por objetivo analisar o potencial brasileiro de produção de hidrogênio verde de modo a destravar os caminhos de sua viabilização no país. Para isso são analisadas a produção de hidrogênio a partir de fontes como eólica, solar, biomassa, biogás e mesmo a hidroeletricidade. Os resultados da análise confirmam que tais fontes de fato podem dar um grande impulso na produção de hidrogênio verde no país, e que políticas de incentivo devem ser empreendidas para facilitar a curva de aprendizado dessa indústria nascente.

Palavras-chave: hidrogênio; estratégia; regulação; políticas públicas; fontes renováveis.

ABSTRACT

Several countries with decarbonization goals of their energy matrices have turned their attention to green hydrogen, such hydrogen is commonly produced from electricity generated by renewable sources through the process of electrolysis. Brazil occupies a strategic position in generation from renewable sources. The country has competitive advantages in the production of green hydrogen due to

the renewable nature of its energy mix. This article aims to analyze this potential in order to unlock the paths of green hydrogen in the country. The results of the analysis indicate that sources such as wind, solar, biomass, biogas and even hydroelectricity can boost the production of green hydrogen in the country.
Keywords: hydrogen; strategy; regulation; energy policies; renewable sources.

1. INTRODUÇÃO

O pano de fundo sobre o papel do hidrogênio na matriz energética mundial são as estratégias de transição energética anunciadas por diversos países, em resposta ao Acordo de Paris. Tais países têm cada vez mais enfatizado o potencial do hidrogênio verde como uma fonte de energia versátil, tanto pelas diversas possibilidades de produção e uso, quanto, também, por ser uma fonte de energia que desempenhará um papel central na economia global do futuro.

Países com metas ambiciosas de descarbonização de suas matrizes energética, e elétrica, em particular, e de suas economias como um todo, têm mostrado interesse pelo hidrogênio verde. Diferentemente de outras formas de hidrogênio, o hidrogênio é caracterizado como sendo verde quando é produzido a partir da energia elétrica gerada por meio de fontes renováveis, sem emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), com base em um processo (eletrólise). Tal processo ainda não é *"cost-effective*", mas sua curva de aprendizado indica que o será muito em breve. Já se observa, ainda, nesse contexto, a busca por mercados exportadores do hidrogênio verde, no qual o Brasil desponta como um natural candidato exportador.

Observa-se, porém, que o Brasil, apesar do seu potencial energético para o hidrogênio, reconhecido em publicação do Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2018), e diferentemente de outros países do mundo, não possui, até o momento, uma estratégia específica para essa fonte de energia. Ou seja, o país ainda não conta com um arcabouço regulatório que dê sustentação à produção, consumo, transporte e estocagem do hidrogênio verde. Ademais falta

uma normatização que dê suporte à exportação e que viabilize a incorporação do hidrogênio no planejamento expansão da matriz energética do país.

A expectativa de que o Brasil possa vir a ser um futuro exportador de hidrogênio, especialmente do verde, baseia-se em premissas sólidas. De fato, não só há uma ampla disponibilidade de recursos energéticos renováveis em praticamente todo o território brasileiro, como também o momento é oportuno frente as significativas mudanças de paradigmas em relação ao uso dos hidrocarbonetos como impulsionadores principais da economia global.

A reflexão sobre uma mudança de paradigma em termos do energético que estará na base das economias do mundo, nasce no contexto do esforço de diversos países para reduzir a emissão de (GEE) com base nos compromissos assumidos na 21° Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.

Para tanto, os países signatários vêm adotando medidas para descarbonizar suas economias. Ou seja, esses países têm buscado uma redução da intensidade de emissão de GEE de suas atividades econômicas. Nesse contexto, o setor energético, de maneira geral, se apresenta como um forte candidato à descarbonização, considerando o papel preponderante que os combustíveis de origem fóssil, emissores de GEE, desempenham nas matrizes energéticas nacionais.

O movimento de mudança estrutural da matriz energética mundial, que engloba forças ambientais, sociais, econômicas e políticas, é chamado de transição energética. Nessa transição, o Brasil ocupa uma posição considerada privilegiada com relação à maioria dos países do mundo, tendo em vista a significativa presença de fontes renováveis em suas matrizes elétrica e energética, considerando índices de mais de 40% de uso de renováveis na matriz geral e mais de 80% no *mix* de energia elétrica, respectivamente. E essa realidade só é possível dada a abundância de recursos energéticos naturais e renováveis existentes no território brasileiro, cujo gerenciamento constitui inclusive um desafio para o país, conforme argumentado no Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050.

É partindo da constatação dessas possibilidades energéticas que se pode pensar em um futuro promissor nacional em uma economia baseada em hidrogênio. Assim, a produção do hidrogênio poderá ser realizada a partir de diversas fontes de energia, dentre as quais destacam-se o etanol, o biogás, os resíduos sólidos, a biomassa, a termossolar, a fotovoltaica, a eólica, a hidroeletricidade, e o gás natural (Abeeólica, 2020; Nadaleti et al., 2020; de Souza, 2021).

Importa reiterar, também, que o hidrogênio é um energético versátil. Ele tem a capacidade de substituir outras fontes de energia nos mais distintos usos, dentre os quais o uso em edificações, na indústria, ou para geração de energia elétrica, e mesmo no segmento de transportes e em refinarias.

Diversos países já publicaram suas estratégias para o hidrogênio. Destaca-se que, na Estratégia para Integração do Sistema Energético da União Europeia, foi adotada uma estratégia dedicada a este, possuindo diferentes vertentes de ação, de pesquisa e inovação sobre produção e infraestrutura. Segundo o European Green Deal, a nova estratégia para o hidrogênio explorará o potencial limpo para ajudar o processo de descarbonização, em linha com a meta de neutralidade climática para 2050. Idealmente, ditas estratégias, ao alavancarem a atividade econômica, contribuem para a recuperação dos efeitos econômicos da Covid-19.

Já se observa que, para nações como a Alemanha (Abeeólica, 2020; Kelman et al., 2020; FGV Energia, 2020), países como o Brasil, com grande potencial para a produção de hidrogênio verde, potencialmente mais competitivo em função da já competitiva geração de eletricidade a partir das fontes renováveis, se tornam naturais candidatos à exportação desse energético limpo, sendo, todavia, naturalmente necessário ser considerado o custo do transporte aos mercados consumidores no valor que se consideraria competitivo (Cesar et al., 2019; Heuser et al., 2019; Kelman et al., 2020).

Neste contexto, o objetivo deste artigo é analisar este potencial de produção de hidrogênio verde no Brasil. Para isso, além desta breve introdução, a seção seguinte aborda os ganhos de competividade das diferentes rotas de

produção de hidrogênio. Em seguida, a terceira seção apresenta uma análise sobre as estratégias para produção de hidrogênio. Por fim, a quarta e última seção traz as considerações finais, resumindo os principais resultadose conclusões da pesquisa e as recomendações nelas baseadas.

2. GANHOS DE COMPETITIVIDADE E ROTAS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

Para efeitos de descarbonização da economia mundial, cumpre observar, todavia, que não são todos os processos de produção de hidrogênio, denominados de “rotas”, que não emitem GEE, conforme esquematizado na Figura 1. Os processos mais usados comercialmente são: reforma a vapor e eletrolisadores. No primeiro caso, o hidrogênio é produzido a partir de combustíveis fósseis por reforma a vapor do metano ou gaseificação do carvão obtendo-se como produto CO_2 e H_2 (chamado de hidrogênio cinza). No segundo caso, usando eletrolisadores, a matéria prima básica para a produção do hidrogênio é a água. Um eletrolisador é alimentado por uma fonte de energia elétrica e consiste em uma célula eletroquímica com dois eletrodos, onde são produzidos os gases hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2), respectivamente. Este é o chamado “hidrogênio branco”. Nos casos em que há uso de tecnologias de captura de carbono na reforma a vapor do metano e na eletrólise com uso de eletricidade convencional, tem-se a produção do “hidrogênio azul”. O “hidrogênio turquesa” é produzido a partir de gás fóssil com o emprego da tecnologia de pirólise de metano fundido, que gera também carbono sólido. Como o carbono sólido não é liberado para a atmosfera, o método de produção é considerado livre de emissões. Na produção do “hidrogênio verde”, a eletricidade usada é gerada a partir de energia fontes renováveis de energia tais como eólica ou solar.

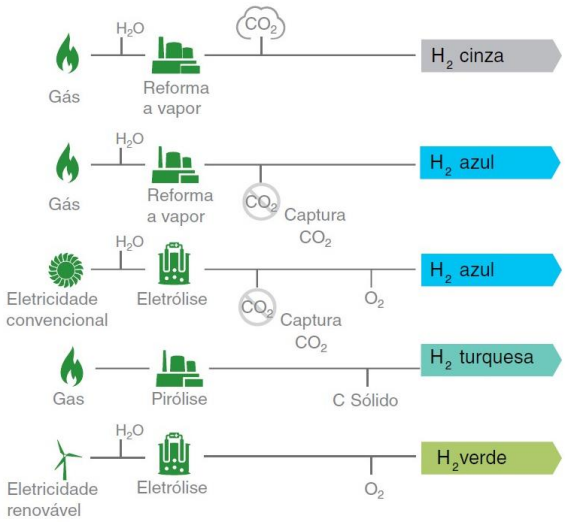


Figura 1 - Rotas para produção do hidrogênio
Fonte: Albrecht et al., 2020.

Dentre as várias rotas de produção de hidrogênio, nota-se que a curva de aprendizagem de diversas tecnologias tem se aperfeiçoado. O Programa em Colaboração Tecnológica da *International Energy Agency* (IEA), chamado de *IEA Hydrogen*, apresenta o ganho de competitividade de diferentes rotas tecnológicas para a produção de hidrogênio ao longo do tempo, sendo possível observar que a reforma de vapor a metano, a partir do gás natural, mas também do biogás (com menores emissões de GEE), desponta como tecnologias mais promissoras em mais curto prazo.

Sobre os processos de produção de hidrogênio, cumpre observar ainda que, dependendo da tecnologia, essa produção pode ocorrer de forma “centralizada”, por meio do processo de reforma de vapor a metano, em refinarias, como apontado por César et al. (2019), mas também de forma “descentralizada”, mais dispersa territorialmente como por meio de eletrólise, perto dos parques de geração de energia eólica, inclusive offshore (Abeeólica, 2020; Albtecht et al., 2020), solar, mas também a partir do biogás ou de biocombustíveis.

Todavia, pode-se caracterizar o mercado de hidrogênio para a geração de energia como praticamente inexistente, visto que a produção anual de

hidrogênio brasileira, de aproximadamente 920 mil toneladas, é destinada aos usos em processos químicos como reagente (César et al., 2019).

Assim, considerando o movimento de transição energética global que aponta para o hidrogênio como forte candidato à substituição dos combustíveis fósseis no médio e longo prazos, o estado da arte tecnológico para a produção de hidrogênio no mundo, as expectativas de evolução tecnológica a esse respeito, e o indicado potencial brasileiro de produção com base nos diferentes energéticos disponíveis no país, identifica-se a oportunidade de reflexão sobre uma estratégia brasileira para o hidrogênio, ainda não existente.

Não obstante, a peça oficial de planejamento setorial de caráter estratégico, o Plano Nacional de Energia, publicado em dezembro de 2020, apresenta uma seção a respeito do hidrogênio no capítulo dedicado a "Tecnologias disruptivas". Em grandes linhas, o PNE 2050 apresenta como principais desafios a ampliação da escala de sua produção e de consumo, a elaboração de normatização para uso, transporte e armazenamento, observado em especial que o hidrogênio é bastante inflamável pois reage com o oxigênio de modo violento (explosivo), originando água. Ou seja, a normatização em questão é relevante para proteger segurança e saúde públicas.

Nesta linha, o PNE 2050 recomenda o desenho de aprimoramentos regulatórios relacionados à qualidade, segurança, infraestrutura de transporte, armazenamento e abastecimento, o que igualmente foi apontado por Cesar et al. (2019), mas também a articulação com outras instituições internacionais que tenham iniciativas na área de hidrogênio inclusive para o estabelecimento de parcerias para transferência de tecnologia, como apontado por Cesar et al. (2019), que também destaca a necessidade de no Brasil serem realizados investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação em hidrogênio.

Dessa forma, ao se pensar em uma estratégia para o hidrogênio no Brasil, vale mencionar não apenas o viés do desenvolvimento tecnológico e dos benefícios dos investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), mas ponderar que qualquer que seja essa estratégia, ela influenciará a geopolítica entre os países, em especial os do Cone Sul. Segundo Van der Graaf

et al. (2020), o acirramento do comércio marítimo do hidrogênio pode vir a ser objeto de competição entre os diferentes atores e países. Em especial o comércio marítimo transfronteiriço redesenhará, com o tempo, a geografia do comércio global de energia, remodelando as relações e alianças entre os países.

Ao contrário de economias desenvolvidas e maduras, no Brasil, uma política para o desenvolvimento do hidrogênio não necessariamente implicaria a substituição de fontes, mas a complementação, haja vista o crescimento do consumo de energia no país. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (MME e EPE, 2020), espera-se entre 2021 e 2030 um crescimento do consumo de energia de 27%. O país possui a quinta maior população do mundo e a nona maior economia, de modo que as perspectivas para desenvolvimento de um mercado interno para o hidrogênio não devem ser subestimadas.

Para a criação desse mercado interno, com neutralidade tecnológica, considerando as diversas rotas de produção, suas diferentes maturidades e competitividades, bem como a dispersão dos recursos energéticos no território brasileiro, faz sentido que haja institucionalidades (normas, regulações, especificações) e correlações de integração com outras indústrias, assim como logística e investimentos em transporte e armazenamento.

3. NECESSIDADE DE UMA ESTRATÉGIA

A elaboração de uma estratégia nacional para o hidrogênio seria, assim, um passo fundamental para que o Brasil acelere o movimento de constituição dessa indústria e seu mercado, olhando prioritariamente o atendimento do mercado interno. Dita estratégia deve considerar o interesse de potenciais parceiros com recursos disponíveis destinados à pesquisa, ao aumento da escala e ao ganho de competitividade do hidrogênio verde. Importante atentar para o progresso dessa rota, haja vista o desenvolvimento tecnológico ainda necessário para sua plena competitividade que aparenta ser essencial para possibilitar uma futura mudança de paradigma: de uma economia de combustíveis fósseis para uma economia global do hidrogênio, observando

sempre uma coordenação eficiente do ponto de vista do planejamento energético garantindo a acessibilidade a este.

O Brasil ocupa uma posição ímpar em termos de abundância de bioenergia. Uma possível futura economia do hidrogênio traria para o país um papel de maior destaque ainda (com a paulatina redução do custo dos eletrolisadores). Dessa forma, os países que já possuem eletricidade renovável e biocombustíveis acessíveis já saem na frente.

Além da rota que faz uso de eletrólise com fontes renováveis variáveis, a produção de hidrogênio no Brasil também pode ser realizada com a reforma do gás natural associada à tecnologia de CCS (VOLDSUND et al., 2016), como visto na Figura 2. Ambas as rotas são interessantes do ponto de vista ambiental, principalmente no que se refere a emissões de GEE e quando comparadas com a rota tradicional de produção de hidrogênio por meio da reforma a vapor de gás natural.

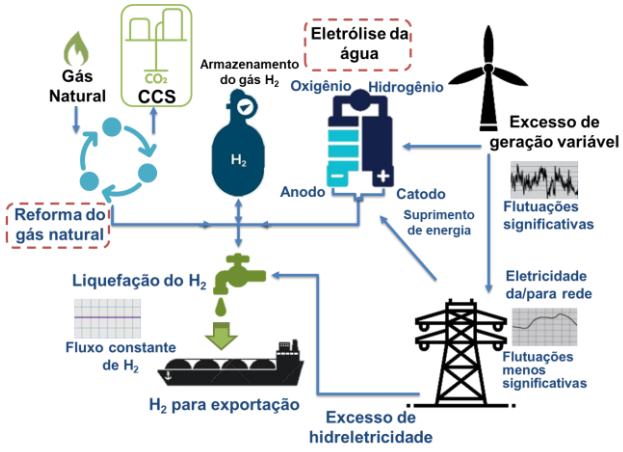


Figura 2 – Produção de H2 por eletrólise com uso de fontes variáveis e reforma do gás natural com CCS

Fonte: Adaptado de Mølnvik (2018).

Dentre as desvantagens da reforma a vapor do gás natural, têm-se que reação de deslocamento gás-água produz ainda concentrações significativas de dióxido de carbono (CO2) (CALDAS, 2019). O uso de tecnologias como captura e armazenamento de carbono, conhecidas como *Carbon, Capture and Storage*

(CCS) em inglês, podem aumentar a produção de H_2 sem emissões de GEE para a atmosfera por meio da reforma do gás natural, reduzindo deste modo os impactos ambientais deste processo (IEA, 2019). Embora o uso de CCS na produção de hidrogênio torne a reforma do GN mais cara, e, portanto, um pouco menos competitiva, há ganhos do lado ambiental.

Com relação à hidroeletricidade brasileira, uma das opções para a produção do hidrogênio eletrolítico é o aproveitamento de uma energia excedente chamada de Energia Vertida Turbinável (EVT). Tal energia está disponível em algumas usinas hidroelétricas. E essa fonte de energia pode ser convertida em energia elétrica em horário de maior demanda. Campanholo (2010) apresenta um estudo sobre o uso de EVT, destacando que essa rota pode reduzir as emissões de carbono do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, ao evitar a operação de sistemas térmicos que utilizam combustíveis fósseis. Interessante mencionar que, mesmo diante de momentos de crise hídrica ocorridos no Brasil, algumas Usinas Hidrelétricas (UHEs) apresentam EVT disponível em alguns períodos hidrológicos, como é o caso de usinas localizadas na região Sul do Brasil.

Campanholo (2010) também estudou o custo e as emissões de GEE associados à produção de eletricidade no horário de ponta de carga a partir do uso do hidrogênio eletrolítico obtido através de um mix de energia vertida turbinável e energia firme, usando como tecnologias de conversão turbinas a gás e células a combustível. Seu estudo considerou duas usinas hidroelétricas: Barra Grande e Campos Novos. Os resultados obtidos por Campanholo (2010) mostram que na usina Barra Grande o custo total do hidrogênio eletrolítico produzido foi de 0,33 US$/m3. A energia elétrica gerada no horário de ponta de carga usando turbina a gás e célula a combustível resultou em uma redução das emissões de carbono de 1.172 e 1.624 tCO_2e/ano, e um custo da energia elétrica gerada com hidrogênio de 439,04 a 625,34 US$/MWh. Já na usina Campos Novos, o custo total do hidrogênio eletrolítico produzido foi de 0,32 US$/$m^3$, o que resultou em uma redução das emissões de carbono de 1.771 a 2.303

tCO_2e/ano. O custo da energia gerada no horário de ponta de carga foi estimado em 421,64 a 611,97 US$/MWh.

O futuro hidrogênio verde brasileiro deve ser capaz não só de suprir outros países em suas necessidades, mas, principalmente, o Brasil, beneficiando suas indústrias e sua economia com um energético limpo e competitivo. E, para isso, entende-se como mais do que oportuno que no país se iniciem as reflexões sobre como desenvolver física, técnica, comercial e regulatoriamente essa indústria.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Brasil apresenta grande vantagem na produção de hidrogênio verde, dado o seu potencial de recursos renováveis de energia. Diferentes fontes, como solar, eólica, biomassa e hidreletricidade podem ser utilizadas para a produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água. O planejamento energético do Governo Brasileiro já mostra sinais da importância do hidrogênio como um vetor energético no país, como pode ser visto no Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050). Observa-se, entretanto que é preciso acelerar os esforços na formação de um arcabouço regulatório como o suporte de políticas públicas de apoio dos governos locais para que haja uma efetiva chance de concretização da estratégia de produção de hidrogênio no Brasil, aproveitando as nítidas vantagens competitivas presentes no território nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBRECHT, U.; BÜNGER, U.; MICHALSKI, J.; RAKSHA, T.; WURSTER, R.; ZERHUSEN, J. International hydrogen strategies – A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council – Germany – Executive Summary, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). Webinar: hidrogênio e o seu papel na transformação energética. YouTube, 6 nov. 2020. Disponível em: <https://youtu.be/ VKrxOovSos0>. Acesso em: 30 dez. 2020.

CAMPANHOLO, T. R. Metodologia para estimativa das emissões evitadas de gases de efeito estufa na geração de energia elétrica a partir do hidrogênio eletrolítico obtido através da energia vertida turbinável. 2016. 148 Tese (Doutorado). FEM, UNICAMP, Campinas.

CALDAS, M. C. B. Integração energética do processo de produção de hidrogênio a partir de gás natural. 2019. p. 48. Monografia (Graduação). Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

CESAR, A. S.; VERAS, T. S.; MOZER, T. S.; SANTOS, D. C. R. M.; CONEJERO, M. A. Hydrogen productive chain in Brazil: An analysis of the competitiveness' drivers. Journal of Cleaner Production, v. 207, p. 751 e 763, 2019.

DE SOUZA, T. A. Z.; CORONADO, C. J. R.; SILVEIRA, J. L.; PINTO, G. M. Economic assessment of hydrogen and electricity cogeneration through steam reforming-SOFC system in the Brazilian biodiesel industry. Journal of Cleaner Production, v. 279, 123814, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudos de longo prazo – mudanças climáticas e desdobramentos sobre os estudos de planejamento energético: considerações iniciais. Documento de Apoio ao PNE 2050, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sitespt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico457/Mudancas%20Climaticas%20e%20Planejamento%20Energetico .pdf>. Acesso em: 31 dez. 2020.

EUROPEAN COMMISSION. Energy. Hydrogen. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/ topics/energy-system-integration/hydrogen_ en>. Acesso em: 30 dez. 2020.

HEUSER, P. M.; RYBERG, D. S.; GRUBE, T.; ROBINIUS, M.; STOLTEN, D. Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, v. 44, p. 12733-12747, 2019.

KELMAN, R; GASPAR, L. S.; GEYER, F. S.; BARROSO, L. A. N.; PEREIRA, M. V. F. Can Brazil become a green hydrogen powerhouse? Journal of Power and Energy Engineering, v. 8, p. 21-32, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (MME e EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030 – versão para Consulta Pública, 2020. Disponível em: <https:// www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/ publicacao-538/PDE%202030_EnvioMME_rv2. pdf>. Acesso em: 29 dez. 2020.

MØLNVIK, M. J. Future Business Models for CCS: Hydrogen from natural gas. Oslo, 2018. Disponível em: <https://blog.sintef.com/sintefenergy/ccs/hydrogen-from-natural-gas/>. Acesso em: 15/02/2020.

NADALETI, W. C.; DOS SANTOS, G. B.; LOURENÇO, V. A. The potential and economic viability of hydrogen production from the use of hydroelectric and wind farms surplus energy in Brazil: A national and pioneering analysis. International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, p. 1373-1384, 2020.

VAN DER GRAAF, T.; OVERLAND, I.; SCHOLTEN, D.; WESTPHAL, K. The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. Energy Research & Social Science, v. 70, p. 101667, 2020.

DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA INCLUSÃO DA CLASSIFICAÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DAS EDIFICAÇÕES EM SUA FASE CONSTRUTIVA NO PROGRAMA BRASILEIRO PROCEL-EDIFICA

Bruno Cristino Pinheiro[1]; Paulo Henrique de Mello Santana[1];
Silvia Alessandra Augusto Duarte[1]; Luís Alberto Martinez Riascos[1]

[1]*Universidade Federal do ABC*

RESUMO

A energia incorporada em materiais e processos construtivos durante a fase de construção de uma edificação se constitui em um importante indicador para o processo decisório quanto à escolha de materiais e obtenção de eficiência energética ao longo do ciclo de vida de uma edificação. Este trabalho busca identificar oportunidades para verificar a energia incorporada em conjunto com a classificação de eficiência energética da edificação de forma que sejam apontadas necessidades e contribuições para a evolução e integração de programas e ferramentas que tratam o tema disponíveis hoje.

Palavras-chave: Eficiência Energética, Energia Incorporada, Construção Civil

ABSTRACT

The embodied energy in materials and construction processes during construction phase of buildings establishes an important indicator for the decision-making process regarding the choice of materials and obtaining energy efficiency throughout the building life cycle. This study seeks to identify opportunities to verify the embodied energy in conjunction with energy efficiency rating of buildings. So, needs and contributions can be identified in the aim to evolute and integrate this different programs and tools available today.

Keywords: energy efficiency, embodied energy, construction

1. INTRODUÇÃO

O conhecimento do consumo energético associado aos materiais e processos construtivos e a energia consumida nas fases do ciclo de vida de uma edificação, proporcionam uma melhor adequação nas escolhas das especificações técnicas de um projeto de construção, permitindo que haja interferências ou alterações nos processos construtivos, de forma a conceber um produto final mais eficiente nos aspectos de consumo energético e de sustentabilidade.

De acordo com Abeysundara et al (2008), a energia incorporada em materiais de construção é um fator importante para a tomada de decisões quanto à escolha de materiais, sendo um aspecto de grande relevância para atingir uma eficiência energética.

Yokoo e Yokoyama (2016) mostram que a energia incorporada resultante da construção de edifícios é responsável por 20% de toda a energia consumida no mundo, sendo que esta porcentagem fica entre 5 e 10% nos países desenvolvidos e entre 10 e 30% nos países subdesenvolvidos.

Nascimento e Torres (2021), comentam que no Brasil não existe praticamente nenhuma base de dados sobre o consumo de energia e de encargos ambientais relacionados com materiais e com processos dentro da atividade de construção. Sendo assim, uma melhor compreensão das tecnologias limpas e métodos de ACV (avaliação do ciclo de vida) pode contribuir para a melhoria do cenário energético envolvido na construção civil.

O ciclo de vida energético da edificação é dividido em produção (incluindo todos os processos desde a extração de matéria prima até o fim da produção na fábrica), construção, operação, manutenção e demolição (THORMARK, 2001), conquanto a energia incorporada pode chegar a 40% de toda aquela que é consumida durante a vida da edificação, tomando por base um ciclo de vida de 50 anos (TEODORO, 2017).

De acordo com Nascimento e Torres (2021), a energia incorporada e implícita a realização de um empreendimento poderia ser descrita de maneira seccionada como: a energia utilizada para serviços de manutenção ao longo da

sua vida útil; e a energia envolvida na utilização de diferentes materiais utilizados na fase de construção do edifício. Nesta divisão a energia incorporada na fase de construção é comumente categorizada em: a) a energia consumida na produção de materiais básicos de construção; b) energia necessária para o transporte dos materiais até o local de produção; c) a energia necessária para a montagem dos vários materiais na construção do edifício.

No Brasil, a indústria da construção representa cerca de 3,7% do PIB, enquanto os edifícios são responsáveis por 36% no consumo de energia primária e respondem por 39% das emissões de CO_2 (NASCIMENTO E TORRES, 2021). Portanto, a eficiência energética incorporada nas categorias descritas acima referentes à fase construtiva de uma edificação se constitui em um valioso indicador no ciclo de vida do projeto e justifica a produção científica acerca do tema.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é o de analisar por meio de uma revisão e exploração da literatura existente no contexto nacional e internacional a abrangência dos atuais programas brasileiros que tem enfoque na eficiência energética e ciclo de vida das edificações, buscando identificar oportunidades para a estruturação de uma classificação da eficiência energética da edificação em sua fase construtiva também, de forma que sejam apontadas necessidades e contribuições para a evolução e integração de programas e ferramentas que tratam o tema.

2. METODOLOGIA

A metodologia adotada neste artigo abrange a revisão da literatura sobre o tema e a segunda fase destina-se a análise dos documentos encontrados. A busca de literatura foi feita uma busca no portal *Web of Science* e portais *web* para a revisão da literatura, com busca de documentos e sites oficiais, relatórios governamentais e de associações de classe dos programas pela definição das palavras chave de busca: eficiência energética (*energy efficiency*), energia incorporada (*embodied energy*) e construção (*construction*) foram as três

palavras chave definidas e utilizadas conjuntamente no intuito de buscar as produções relevantes ao tema em questão entre os anos de 2011 e 2021.

Por fim foram consideradas 16 publicações, sendo: seis artigos publicados em revistas internacionais, um artigo publicado em revista nacional, um publicação em anais de congresso, um livro, uma tese de doutorado, um artigo de *sites* de organizações privadas, uma lei, os quais com base em seu conteúdo, foram explorados os estados da arte dos programas nacionais voltados ao tema, contexto internacional, justificadas a necessidade de classificação das edificações quanto à eficiência energética na fase construtiva e expostos os avanços e as possibilidades de exploração acerca do tema para elaboração de um conjunto de ações estruturantes para alavancagem deste processo de classificação.

3. PROGRAMAS E NORMATIVAS SOBRE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E ANÁLISE DE CICLO DE VIDA

O PROCEL Edifica é parte do Programa Nacional de Conservação da Energia Elétrica focado em edificações que objetiva a promoção do uso racional e eficiente de energia na fase operacional do ciclo e vida da edificação. O PBE Edifica faz parte do Programa Brasileiro de Etiquetagem e atua de forma complementar ao PROCEL Edifica, sendo um pré-requisito indispensável para obtenção do selo PROCEL Edificações. Este programa possibilita o conhecimento do nível de eficiência energética das edificações, sendo um retrato do potencial de economia de energia daquela edificação na etapa de projeto ou na etapa de edificação construída por meio de evidências e inspeções ao atendimento dos requisitos de desempenho estabelecidos nas Instruções Normativas. Desde 2014 a etiqueta PROCEL é compulsória para todas as edificações do poder público da administração federal diretas, autarquias e fundações.

De acordo com Procel Edifica (2021), atualmente, o programa tem em andamento alguns projetos, que são: 1) PBE edifica: Novo método para edificações residenciais; 2) PBE edifica: análise de impacto regulatório e plano

de compulsoriedade; 3) Chamada Pública de projetos NZEB (*Near Zero Emisssions Buildings*); 5) Grupos de estudos para normalização de eficiência energética em edificações.

A ABNT/CE-002:135.007 – Comissão de Estudo de Eficiência Energética e Desempenho Térmico nas Edificações - é o grupo de estudos dentro da ABNT que vem discutindo e propondo alterações em normas técnicas brasileiras, como o estudo da necessidade de normas adicionais de eficiência energética em edificações e tradução e adaptação de normas internacionais da família ISO 52.000 (especialmente ISO 52000, ISO 52010, ISO 52016, ISO 52018, ISO 52022).

Em relação a Avaliação do Ciclo de Vida de um produto, há no Brasil o Programa Brasileiro de Avaliação do Ciclo de Vida (PBACV), que de acordo com a resolução 04/2010 do CONMETRO (Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial), almeja fomentar a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida no Brasil. Segundo a ISO 14040, a ACV é a compilação de avaliação das entradas, saídas e dos impactos ambientais potenciais de um sistema de produto ao longo do seu ciclo de vida. Sendo assim, a eficiência energética é por consequência um parâmetro fundamental em todas as etapas do ciclo de vida de um projeto ou produto, dado que ela é tida com um indicador global de sustentabilidade, que por sua vez tem grande ênfase nas emissões de gases do efeito estufa e os mesmos são, em sua grande maioria, produzidos pelo uso de energia seja em processos de fabricação de materiais, transportes ou no uso direto e indireto da energia.

O ACV-m (Avaliação do Ciclo de Vida Modular) é a parte do Programa de Avaliação do Ciclo de Vida que é responsável pelo inventário dos materiais e componentes de construção. Foi lançado pelo CBCS (Conselho Brasileiro de Construção Sustentável) e de acordo com Teodoro (2017), trata de uma versão simplificada da ACV que é realizada pela redução do escopo de uso de dados secundários, sendo estes últimos referentes à energia incorporada e aos fatores de emissão. Sendo assim, a redução de escopo permite uma redução no tempo e no custo de inventário, ao mesmo tempo que se mantém em conformidade

com a ACV tradicional e combate a onerosidade perante à informalidade da indústria de construção brasileira.

Em maio de 2016 o Inmetro lançou os primeiros requisitos gerais do primeiro programa nacional para avaliar o desempenho ambiental de produtos fabricados no Brasil baseado nas normas ABNT ISO 14025:2015 - *Rótulos e declarações ambientais de tipo III – princípios e procedimentos*. O objetivo é fazer com que a indústria brasileira use a Declaração Ambiental de Produto (DAP) para demonstrar a outros mercados o perfil ambiental de seus produtos.

Em relação à seleção de materiais na construção civil, no trabalho publicado pela CBCS (2014), é comentado que mais de 70% da seleção de materiais é realizada na fase de projeto e orçamento. Porém, o alto índice de seleção dentro da fase de execução no canteiro de obras (aproximadamente 30%) demonstra que a construtora, frequentemente, altera, durante a obra, os materiais selecionados em projeto. O principal fator embutido nessa informação é que a dificuldade em selecionar materiais não parece estar atrelada à falta de projeto ou planejamento, mas sim à falta de conhecimento e disponibilidade de informações para especificações.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme exploração realizada sobre o programa nacional de eficiência energética em edificações no tópico 3, é possível afirmar que este, atualmente, possui em vigência essencialmente ações de eficiência energética voltadas para a fase ocupacional e operacional da edificação, não contemplando requisitos e medições de classificação quanto à sua eficiência na fase construtiva.

Os programas de eficiência energética ao redor do globo, em geral, têm como exemplo norteador o programa europeu - *Energy Performance of Buildings Directive* (EPBD), que não diferente do programa brasileiro, possui foco na fase operacional da edificação. Chastas et al (2017), sugere em seu trabalho que no contexto de revisão da regulamentação normativa e padronização adicional da EPBD, sejam considerados aspectos do LCEA (*Life Cicle Energy Analysis*), dado que a parcela de energia incorporada em edifícios de baixo consumo de energia

pode atingir até 57% ou mesmo até 83% quando as fontes de energia renováveis são usadas para a produção de eletricidade - e em NZEBs até 100%.

Em um estudo conduzido em Portugal, Torgal *et al* (2013), comenta que o regulamento português de eficiência energética das construções, sob a Diretiva de Construção de Desempenho Energético, levará a uma grande diminuição da energia operacional, significando que a energia necessária para a fabricação de materiais de construção pode representar em um futuro próximo quase 400% de energia operacional, e com a legislação sobre eficiência energética conduzindo as operações de edifícios à níveis mínimos de consumo, a redução de energia só poderá ser alcançada utilizando materiais de construção de baixo nível de energia incorporada na sua construção.

No contexto internacional, a ISO 15686 trata dos assuntos relacionados com o planejamento do ciclo de vida das edificações, sendo dividida em 10 partes e fornecendo, de forma geral, uma metodologia genérica que permite a avaliação da vida útil de materiais em diferentes em condições de uso.

As ferramentas e metodologias como o *Building Information Modeling* ou BIM, como é popularmente conhecido, que de acordo com Eastman et al (2014) é um modelo virtual preciso de uma edificação e construído de forma digital. Quando completo, o modelo gerado computacionalmente contém a geometria exata e os dados relevantes, necessários para dar suporte à construção, à fabricação e ao fornecimento de insumos necessários para a realização da construção, levando em consideração aspectos de consumo energético dos materiais.

De acordo com Barros (2015), a definição da meta e do escopo da ACV já no início do processo determina como o projeto BIM será elaborado pela equipe, alterando o processo de projeto. Assim como, a forma da coleta de dados para a realização da ACV também se altera com a adoção do BIM, uma vez que o analista não mais coleta-os a partir de papéis e sim, a partir de modelos de informação e planilhas já elaboradas para tal fim, desse modo, os dados se mostram mais consistentes e precisos. A integração entre BIM e ACV permitirá ao projetista a otimização de desempenho durante o desenvolvimento do projeto,

inclusive de aspectos relacionados ao consumo de energia dos materiais aplicados na construção e a facilitação da análise de impactos ambientais. A parte 4 da ISO 15686 aborda aspectos da utilização do BIM no planejamento do ciclo de vida das edificações.

De acordo com o *Lean Institute* Brasil, o *Lean Construction* é uma filosofia de gestão inspirada em práticas e resultados do Sistema Toyota de Produção que utiliza ferramentas e conceitos adaptados para o setor da construção. Francis (2020), sugere que existe uma inegável relação entre *lean construction* e sustentabilidade ambiental ao realizar um estudo que analisa a revisão da literatura no domínio do *lean construction* e sustentabilidade ambiental, categorizando as ligações entre eles dentro de várias dimensões da filosofia enxuta que decifram a influência desses domínios individuais da construção enxuta em alguns parâmetros ambientais, como uso de recursos, emissões, poluição e uso de energia. Heravi (2020), ao mensurar o impacto da aplicação de técnicas enxutas na produção e montagem de estruturas de aço pré-fabricadas de edifícios chega à um resultado que indica uma possibilidade de 9,2% de redução no consumo de energia e 4,4% na redução de emissões de CO_2 do processo, mostrando a capacidade de melhoria de desempenho através da aplicação destas técnicas enxutas.

Lançada em 2021 pelo Comitê de Meio Ambiente de São Paulo (COMASP), a CECarbon é uma calculadora *online* de consumo energético e emissões de carbono para edificações que oferece uma forma acessível de mensurar impactos e contribuir para a identificação de riscos e oportunidades no setor da construção civil, bem como incluir a mensuração com abordagem de ciclo de vida nas políticas públicas de eficiência energética das edificações. A CECarbon, de acordo com *website* oficial, permite calcular as emissões de gases de efeito estufa e o consumo energético relacionados a construção de uma edificação, levando em consideração o ciclo de vida dos insumos da obra, desde a sua exploração até o momento do seu uso na fase construtiva. O parâmetro consumo energético refere-se ao conjunto de gastos energéticos realizados dentro dos limites avaliados, ou seja, desde a extração de materiais, até os

demais insumos utilizados no contexto do canteiro de obras. Assim, utiliza-se o conceito da energia embutida em todos os materiais, bem como demais usos de combustíveis em máquinas estacionárias e móveis.

Neste contexto, é notável que há uma crescente na construção de bases de dados e operacionalização de aplicações, no sentido de possibilitar a mensuração da energia incorporada na fase construtiva das edificações, bem como uma pressão internacional nos programas de eficiência energética voltados para edificações pela adoção da classificação de eficiência quanto à energia incorporada, considerando uma abordagem do ciclo de vida da. Sendo assim, a seguir são feitas algumas sugestões de ações que visam o avanço do programa de eficiência energética brasileiro para edificações quanto à adoção de métricas de classificação com abordagem da energia incorporada no ciclo de vida da edificação.

1. Incluir no selo PROCEL Edifica a classificação quanto a energia incorporada no ciclo de vida da edificação;
2. Nos grupos de estudos do PROCEL, criar e acelerar pauta específica para discussão da metodologia de avaliação e classificação da energia incorporada nas edificações;
3. Sugere-se utilizar o tópico de materiais e métodos da ISO 14040, 14044 e família ISO15686 como parâmetro base norteadora no estabelecimento de critérios de avaliação específicos para a construção civil brasileira;
4. Estabelecer metas de criação de bases de dados nacionais de forma a trazer para o contexto específico da cadeia da construção civil brasileira;
5. Promover incentivo aos pesquisadores brasileiros para o desenvolvimento de estudos específicos da energia incorporada em materiais;
6. Intensificar a capacitação de profissionais no uso de ferramentas e métodos voltados à projetos e execução eficientes, como BIM, *Lean Construction* e uso da CECarbon, bem como atribuir pontuação (de forma regular ou de bônus) às construções que comprovadamente se utilizam dessas técnicas e métodos para a nota final do selo de classificação de eficiência energética na fase construtiva.

7. Combater as alterações informais de projeto na execução através de sistemas de avaliação e auditoria para classificação final que permitam analisar se os requisitos de projeto voltados para um baixo consumo de energia na fase construtiva foram cumpridos efetivamente;

8. Articular junto ao governo federal e estaduais subsídio aos materiais produzidos com níveis reduzidos de consumo de energia, água e emissões, de forma a torná-los competitivos no mercado;

9. O incentivo e subsídio à instalação de empresas regionais produtoras de materiais de construção civil também se constitui em uma ação estratégica a ser adotada pelos governos estaduais para contribuição com um menor consumo energético no ciclo de vida das edificações.;

10. Neste sentido, é clara também a necessidade de uma maior articulação e integração entre os programas PROCEL Edifica, PBACV e de Rotulagem Ambiental, por seus líderes e representantes para o avanço das questões propostas.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho introduziu a relevância do tema de classificação das edificações quanto à energia incorporada na fase construtiva e detalhou o estado da arte dos programas brasileiros relacionados a avaliação do ciclo de vida e eficiência energética das edificações quanto ao tema, explorando na seção de discussão, o contexto internacional, a visão de autores, suporte operacional e normativo, além de recentes avanços brasileiros no tema, bem como identificadas algumas oportunidades para o avanço do tema na política brasileira, através de ações orientadas e articulação entre os Programas PROCEL Edifica, PBACV e de Rotulagem Ambiental tipo III.

Os números e contextos apresentados no decorrer deste artigo indicam uma clara demanda por uma metodologia estruturada de classificação da eficiência na fase construtiva e a necessidade de criação, manutenção e maior uso das bases de dados e ferramentas disponíveis sobre o consumo de energia e de encargos ambientais relacionados com materiais e com processos dentro

da atividade de construção civil brasileira. Este cenário apresenta uma oportunidade de exploração e elaboração de estudos que venham a contribuir com melhores e mais eficientes práticas rumo à eficiência energética incorporada na construção de edifícios no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEYSUNDARA, U. G. Y; BABEL, S.; GHEEWALA, S. “A matrix in life cycle perspective for selecting sustainable materials for buildings in Sri Lanka”. Building and Environment. v. 44, ed. 5, p. 997-1004, 2008.

BARROS, N. N.; RUSCHEL, R.; SILVA, V. G. “Impacto da adoção de Bim na avaliação de energia incorporada do ciclo de vida de edificações”. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE QUALIDADE DO PROJETO NO AMBIENTE CONSTRUÍDO. 4. Viçosa, 2015.

CHASTAS P.; THEODOSIOU, T.; BIKASK, D.; KONTOLEON, K. “Embodied Energy and Nearly Zero Energy Buildings: A Review in Residential Buildings”. Procedia Environmental Sciences. v. 38, p. 554-561, Mar, 2017.

CONSELHO BRASILEIRO DE CONSTRUÇÃO SUSTENTÁVEL. “Aspectos da Construção Sustentável no Brasil. Subsídios para a Promoção da Construção Civil Sustentável”. Novembro, 2014.

CONSELHO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL – CONMETRO. Resolução 04 de 15 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a aprovação do programa brasileiro de avaliação do ciclo de vida; e dá outras providências. Diário Oficial da União, 04 de janeiro de 2011.

CONSELHO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL – CONMETRO. CECarbon, 2021. “Sobre a CECarbon”. Disponível em: <https://cecarbon.com.br/>. Acesso em 31 de agosto de 2021.

EASTMAN, C.; TEICHOLZ, P.; SACKS, R., LISTON, K. “Manual de BIM: um guia de modelagem da informação da construção para arquitetos, engenheiros, gerentes, construtores e incorporadores”.

FRANCIS. A; THOMAS. A. “Exploring the relationship between lean construction and environmental sustainability: A review of existing literature to decipher broader dimensions”. Journal of Cleaner Production. v. 252. Abril, 2020.

HERAVI. G.; ROSTAMI. M.; KEBRIA. M. F. “Energy consumption and carbon emissions assessment of integrated production and erection of buildings’ pre-fabricated steel frames using lean techniques”. Journal of Cleaner Production. v. 253. Abril, 2020.

LEAN INSTITUTE BRASIL. “Consultoria Lean na Construção, 2021. Setores”. Disponível em: <https://www.lean.org.br/consultoria-lean-construcao.aspx>. Acesso em 31 de agosto de 2021.

NASCIMENTO, M.; TORRES, E. “Avaliação energética do ciclo de vida: estudo de caso aplicado a construção civil”. Revista Scientia, Salvador, v. 6, n. 1, p. 92-124, jan./abr. 2021.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA. PROCEL INFO, 2021. Sobre o PROCEL (Edificações). Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/data/Pages/LUMIS623FE2A5ITEMIDC46E0FFDBD124A0197D2587926254722LUMISADMIN1PTBRIE.htm>. Acesso em: 30 de agosto de 2021.

TEODORO, M. “Energia embutida na construção de edificações no Brasil: contribuições para o desenvolvimento de políticas públicas a partir de um estudo de caso em Mato Grosso do Sul”. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

THORMARK, C. “A low energy building in a life cycle—its embodied energy, energy need for operation and recycling potential”. Building and Environment. v. 37, ed. 4, p. 429-t.

TORGAL, F. P., FARIA. J, JALALI, S. “Embodied Energy Versus Operational Energy. Showing The Shortcomings of The Energy Performance Building Directive (EPBD)”. Materials Science Forum Vols. 730-732, pp 587-591, 2013

YOKOO, N., YOKOYAMA, K. (Ed.) “Evaluation of Embodied Energy and CO_2eq for buildings construction” (Annex 57). Overview of Annex 57 Results. Japan: Institute for Buiilding Enviroment and Energy Conservation, 2016.

DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA O MERCADO DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL: UMA ANÁLISE SWOT

Thiago Modesto de Abreu[1]; Luis Guilherme de Freitas Bernardes[1]; Roberto Akira Yamachita[1]; Edson da Costa Bortoni[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

O Brasil é um dos países com mais diversas matrizes renováveis do mundo, tendo, em seu mix, as fontes hídrica, solar, eólica e biomassa que podem servir de fonte primária para produção de hidrogênio verde (H2V). Apesar desse diferencial em relação a outros países, o mercado de H2V no Brasil ainda está em fase inicial, e em como todo mercado em construção, requer atenção quanto às carências internas para sua estruturação, bem como às ameaças externas em termos macroeconômicos. Nesse sentido é que esse trabalho traz uma análise SWOT *(strenghts,weaknesses,opportunities and threats)*, visando, de forma estratégica, mapear e identificar forças, fraquezas (ambiente interno), oportunidades e ameaças (ambiente externo) e que possibilitam identificar as suas competências e a atuação do país perante o mercado onde está inserido. Como resultado, buscou-se levantar pontos positivos e negativos da inserção do Brasil no mercado de H2V, sugerindo-se ações para aprimoramento e mitigação desses fatores, respectivamente.

Palavras-chave: hidrogênio verde, análise SWOT, transição energética

ABSTRACT

Brazil is one of the countries with the most diverse renewable matrix globally, having in its mix water, solar, wind, and biomass sources that can serve as a primary source for producing green hydrogen (H2V). However, despite this differential concerning other countries, the H2V market in Brazil is still in its initial phase, and like any market under construction, it requires attention regarding internal needs for its structuring and external threats in macroeconomic terms. In

this sense, this work brings a SWOT analysis, aiming strategically to map and identify strengths, weaknesses (internal environment), opportunities, and threats (external environment), making it possible to identify its competencies and the country's performance in the market it is inserted. As a result, we sought to raise optimistic and pessimistic aspects of Brazil's insertion in the H2V market, suggesting actions to improve and mitigate these factors.
Keywords: green hydrogen, SWOT analysis, energy transition

1. INTRODUÇÃO

A utilização de hidrogênio como insumo industrial não é um fato novo ao redor do mundo. Muitos setores, como indústrias químicas de fertilizantes, siderurgia, cosméticos, alimentos e transportes utilizam hidrogênio como subproduto industrial, provenientes de processos térmicos como produtos de refino, gaseificação do carvão e reforma de gás natural, utilizando recurso produzido prioritariamente utilizando combustíveis fósseis considerados limitados, cujos preços globais vem subindo recentemente. Ademais, desde a assinatura do Acordo de Paris, em 2015, reforçado pelas discussões ocorridas em Glasgow, em 2021, diversos países anunciaram seus planos para alcançar uma meta de zero de emissões líquida de dióxido de carbono (CO_2), conhecido como "*Net Zero*". Para atingir essa meta, mudanças progressivas na matriz energética mundial serão necessárias para diminuir as emissões relacionadas à energia em 60% até 2050 (COP26, 2021).

É nesse sentido é que o H2V, produzido a partir de fontes renováveis de energia, por meio processo eletrolítico, vem desempenhando um importante papel na transição energética mundial para sistemas de energia de carbono zero, em substituição ao uso de combustíveis fósseis.

Nesse cenário é que o Brasil desponta como um potencial produtor de H2V devido, prioritariamente, à sua matriz predominantemente renovável consolidada e em expansão. Não obstante, o país também se posiciona como um grande consumidor indireto do elemento químico, como por exemplo, no setor de agronegócio, por meio de fertilizantes produzidos a partir da amônia.

Porém, alguns fatores de riscos internos e externos se apresentam como desafios para o estabelecimento desse mercado e, portanto, H2V vem sendo considerado estratégico para o governo brasileiro e seus formadores de política. Dessa forma é que este trabalho apresenta uma análise SWOT, que traduzindo do inglês é um acrônimo para forças, fraquezas (fatores internos), oportunidades e ameaças (fatores externos) para identificar os pontos positivos e negativos de um promissor mercado de produção, comercialização e exportação de H2V no país.

2. REVISÃO DA LITERARATURA

2.1 Hidrogênio

Hidrogênio é o elemento mais abundante no universo, sendo um elemento raro na atmosfera terrestre devido a sua densidade e, contudo, é abundante na superfície do planeta, em forma de hidrocarbonetos e água (JOSHI; DINCER; REDDY, 2010).

Uma vantagem da produção de hidrogênio é que o elemento químico pode ser obtido utilizando-se diversas fontes primárias. Dessa forma, devido à essa segmentação, a literatura sugere classificar o elemento em escala de cores, conforme segue apresentado no Quadro 1 (EPE, 2021a) a seguir:

Quadro 1 - Classificação do hidrogênio em escala de cores

Preto	produzido de carvão mineral (antracito) sem CCUS (captura, utilização e sequestro de carbono)
Marrom	produzido de carvão mineral (hulha), sem CCUS
Cinza	produzido do gás natural sem CCUS
Azul	produzido a partir de gás natural (eventualmente, também a partir de outros combustíveis fósseis) com CCUS
Verde	produzido a partir de fontes renováveis via eletrólise da água.
Branco	obtido de forma natural ou geológica
Turquesa	produzido por craqueamento térmico do metano, sem gerar CO_2
Musgo	produzido de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica

Por outro lado, alguns autores classificam produção de hidrogênio limpo tendo como fonte primária materiais não renováveis, porém com CCUS, minimizando ou eliminando a produção de CO_2, ou utilizando combustíveis renováveis como biomassa, biogás e energia solar, eólica, hidráulica, chamados também de hidrogênio livre de carbono. (VELAZQUEZ ABAD; DODDS, 2020). Já VALENTE; IRIBARREN; DUFOUR (2021) classificam hidrogênio rosa obtido via eletrólise utilizando energia nuclear.

Mediante classificação apresentada são abordados os principais processos de produção para cada cor apresentada no Quadro 1.

2.1.1 Produção

A produção de hidrogênio, também conhecida como rota tecnológica, é dividida em três principais macroprocessos: térmico, fotolítico e eletrolítico. Segundo BRAGA (2021), processo térmico representa cerca de 98% da produção total de hidrogênio, sendo a reforma à vapor do gás natural a fonte mais barata de hidrogênio industrial e a mais utilizada no Brasil em fábricas de fertilizantes e refinarias. Por outro lado, a grande desvantagem desse processo é a liberação na atmosfera de seus subprodutos, CO_2 e CO, e outros gases de efeito estufa (EPE, 2021b). Já no caso da reforma a vapor do bioetanol obtido por meio da fermentação da biomassa, o processo é considerado neutro em termos de carbono, uma vez que o CO_2 emitido é absorvido no crescimento da biomassa (AZEVEDO; CAMPELLO, 2021).

Adicionalmente, outro processo térmico muito utilizado é o da gaseificação, no qual a reação de um combustível sólido, como carvão, por exemplo, na presença de vapor d'água e oxigênio, porém, assim como no caso anterior, esse processo também produz CO, CO_2, metano e outros gases de efeito estufa (BRAGA, 2021).

Já quanto ao processo fotolítico, esse pode ser dividido em decomposição fotoeletrolítica da água na presença de radiação solar e decomposição foto biológica que utiliza o metabolismo de microrganismos fotossensíveis como

algas e bactérias na para produção de hidrogênio na presença de uma fonte luminosa (AZEVEDO; CAMPELLO, 2021).

O processo de produção de hidrogênio verde por eletrólise da água, se dá por meio de um fluxo de corrente contínua através de uma solução aquosa entre dois eletrodos (anodo e catodo), separados por uma membrana. Neste processo, não há emissão de carbono.

2.1.2 Armazenamento

O armazenamento de hidrogênio representa uma etapa intermediária entre a produção e o consumo do elemento. Em termos tecnológicos, hidrogênio pode ser armazenado de diferentes formas que podem ser configuradas a partir das tecnologias de produção, logística de transporte/distribuição e do uso final. As três principais tecnologias de armazenamento são: física, adsorção e química.

De acordo com AZEVEDO; CAMPELLO (2021), o armazenamento físico de hidrogênio pode ser comprimido em tanques, estruturas geológicas ou liquefeito, a -252,8º C. Nesse caso, pode ser armazenado na forma gasosa em vasos de pressão, recipientes ou caverna subterrâneas que apesar de ser considerada uma tecnologia madura, possui alta taxa de enchimento e simplicidade na tecnologia, apresenta baixa densidade volumétrica e alto gasto de energia para sua pressurização. Caso seja armazenado em estado liquefeito, pode atingir maior densidade, ou seja, mais energia por unidade de volume, no entanto, existe um alto consumo de energia envolvido no processo de liquefação.

Outra forma de armazenamento é por adsorção, ocorrendo a ligação do hidrogênio molecular a materiais com elevada área superficial específica, como polímeros porosos, materiais carboníveros, *metal-organic frameworks* (MOFs) e zeólitas.

Por fim, o armazenamento químico pode ser feito por meio de hidretos metálicos, ligando átomos de hidrogênio à estrutura do composto (boro-hidreto de magnésio), a líquidos e gases na forma de amônia, metano, metanol, etc ou ligado a líquidos orgânicos como tolueno ou metil-ciclohexano, também

conhecidos como *liquid organic hydrogen carriers* (LOHC). A grande vantagem desse método é armazenar grande quantidade de hidrogênio em um volume relativamente pequeno.

2.1.3 Transporte

A baixa densidade de energia do hidrogênio significa que pode ser muito caro transportá-lo por longos distâncias. Porém, o armazenado em moléculas maiores, podem ser mais facilmente transportados por meio de gasodutos, por exemplo, o que pode reduzir custos aos usuários finais. Embora dutos sejam uma escolha vantajosa a longo prazo, esse depende de uma demanda suficientemente grande, sustentada e localizada. Porém, distribuição hoje geralmente depende de caminhões que transportam hidrogênio como gás ou líquido. Já se o hidrogênio precisar ser enviado para outro país, ele geralmente deve ser liquefeito ou transportado como amônia ou em transportadores de LOHC (IEA, 2019).

Segundo DAS DORES (2021), o transporte terrestre por gasoduto é mais barato para distâncias de até 1.500 km e para trajetos superiores, o transporte agregado à amônia ou a LOHC é considerado mais barato.

2.1.4 Principais usos

O uso de hidrogênio hoje é dominado por aplicações industriais, sendo os quatro principais usos individuais de hidrogênio hoje (na forma pura e mista): refino de petróleo (33%), sendo mais de 60% do hidrogênio usado nas refinarias produzido com gás natural, produção de amônia (27%), produção de metanol (11%) e produção de aço via redução direta de minério de ferro (3%) (IEA, 2019).

O uso final do hidrogênio pode ser dividido em duas categorias: uso energético e não energético. Os usos energéticos incluem as indústrias de transporte, equipamentos portáteis e geração de energia. Já os usos não energéticos incluem aplicações residenciais e matéria-prima para o setor industrial, conforme apresentado no Quadro 2 (HYDROGEN COUNCIL, 2020) a seguir:

Quadro 2 - Principais usos finais do hidrogênio

Uso energético	Uso não energético
Transporte: -Uso em motores a combustão -Uso em células a combustível -Produção de combustíveis sintéticos	**Aplicações residenciais:** Aquecimento e resfriamento/Geração de energia
Equipamentos portáteis: - Telefones celulares, aparelhos GPS, computadores portáteis (notebook), via célula a combustível.	**Matéria prima no setor industrial:** - Industria química: Produção de amônia e metanol. - Refinarias: Hidrogenação e hidrotratamento -Siderurgia: Produção de aço (DRI-EAF), aquecimento de cimento

3. METODOLOGIA

3.1 Análise SWOT

De acordo com COLAUTO; MECCA; LEZANA (2007), análise SWOT é uma ferramenta utilizada por organizações na elaboração do planejamento estratégico que permite mapear e identificar forças, fraquezas, oportunidades e ameaças, sendo possível dessa maneira, levantar as variáveis que reúnem informações do ambiente interno e externo e que possibilitam identificar as suas competências e a atuação da organização perante o mercado onde está inserida. Para SANT'ANA et al. (2017), a análise SWOT permite a identificação de competências e formas de atuação no mercado em que se estuda, favorecendo assim, o estabelecimento de estratégias organizacionais e planos de ação que foquem no alcance de um ou mais objetivos organizacionais. Dessa forma, análise SWOT busca garantir o melhor alinhamento entre as oportunidades e ameaças do ambiente externo, de um lado, e os pontos fortes e fracos inerentes à organização, de outro. O foco central da análise SWOT é reconhecer oportunidades e evitar ameaças, ponderando ao mesmo tempo, os pontos fortes e fracos da organização, conforme apresentado na Figura 1 (COLAUTO; MECCA; LEZANA, 2007) seguir:

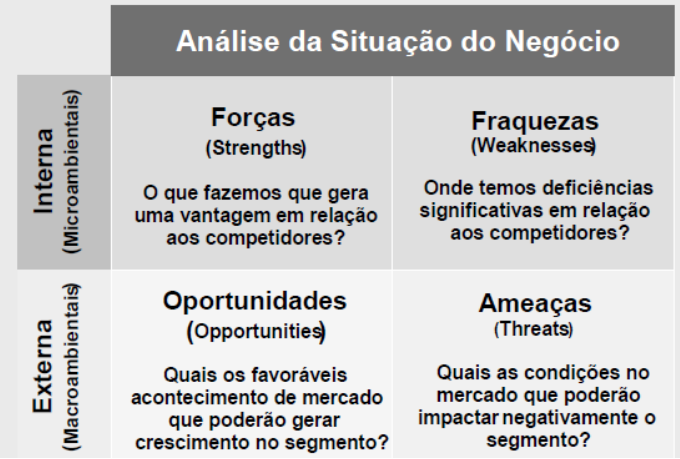


Figura 1 - Matriz da Análise SWOT

Dessa maneira, esse trabalho buscou identificar respostas para as perguntar mencionadas acima, para o mercado de H2V no Brasil, bem como as ações a serem tomadas para mitigar os pontos negativos e aprimorar os pontos positivos. Cabe ressaltar que foi encontrado na literatura um trabalho desenvolvido por GIZ (2021), em que, ao mapear o setor de hidrogênio verde no Brasil, utilizou análise SWOT como parte das recomendações para o desenvolvimento de uma economia de H2V no país.

4. RESULTADOS

Ao se aplicar as perguntas da Figura 1 ao promissor mercado de H2V no Brasil foi possível realizar uma análise de fatores internos identificar três forças e duas fraquezas; assim como fatores externos para se identificar três oportunidades e duas ameaças, elencando-se assim, mas não se limitando, a exemplos de cada item, conforme apresentado a seguir:

4.1 Forças

As três forças identificadas para são:

- **Matriz elétrica renovável diversificada**: o Brasil possui uma das matrizes renováveis mais diversificadas do mundo. Segundo MME (2022), a matriz elétrica brasileira no ano de 2021 somou 187 GW de capacidade instaladas,

sendo a parcela renovável correspondente a 87%[1] da matriz. Para o ano de 2031, estima-se que a matriz atinja 215 GW de potência, e a correspondente parcela renovável, podendo chegar a 93%, mediante crescimento das fontes solar e eólica, conforme apresentado na Figura 2 (MME, 2022) a seguir:

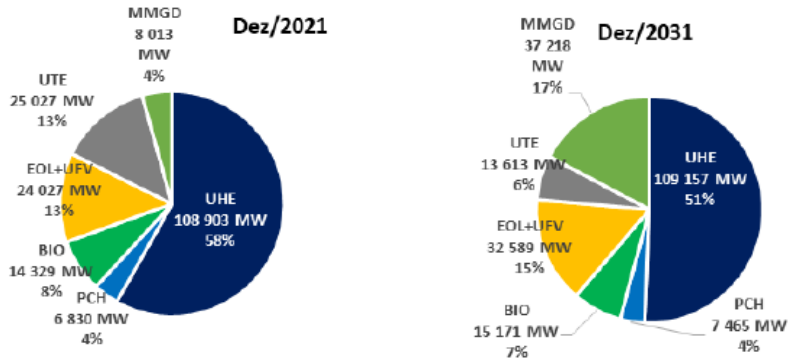


Figura 2 – Estimativa da evolução da capacidade instalada – Brasil

Outro ponto disruptivo que pode alavancar investimentos em novas fontes renováveis é a publicação do Decreto nº 10.946/2022 que pode viabilizar a construção de parques eólicos *offshore* no país. Dessa forma, possuir a matriz elétrica renovável e diversificada torna um país mais competitivo para produção de H2V.

Ademais, novas pesquisas para viabilização de empreendimentos hidrelétricos vêm sendo apresentadas como é o caso de que propuseram metodologia de definição de grupos geradores com diferentes potências (ABREU; MIGUEL; BORTONI, 2022).

- **Interesse político e engajamento de entidades brasileiras com órgãos internacionais:** Algumas entidades governamentais apresentaram propostas e diretrizes para programas de desenvolvimento da indústria e do mercado de hidrogênio verde no Brasil. Como exemplos, pode-se citar, no âmbito Federal, o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) e no âmbito estadual, o Programa

[1] Incluindo geração distribuída e a parcela de importação de Itaipu

Minas do Hidrogênio, lançado pelo governo daquele estado. Nesse sentido, recomenda-se que outras estados e municípios adotem programas semelhantes para incentivo ao mercado de H2V.

- **Quantidade de centros de pesquisa e laboratórios no país**: Segundo GIZ (2021), existem 25 universidades com pelo menos um projeto na área de hidrogênio, que envolvem não somente hidrogênio verde, mas desenvolvimento e aplicação de outras tecnologias. Não menos recente, a Universidade Federal de Itajubá foi escolhida por agência alemã GIZ para construção do Centro de Produção e Pesquisas em Hidrogênio Verde (CPPHV), que além da construção de uma planta de eletrólise com até 1MW de capacidade, irá promover o desenvolvimento de pesquisas com parceiros da indústria e incubação de empresas, visando a disseminação do uso do hidrogênio (UNIFEI, 2021).

4.2 Fraquezas

Já as duas fraquezas apontadas nessa análise são apresentadas na sequência:

- **Ausência de arcabouço regulatório:** Atualmente, não há no país normas que disciplinem a produção, transporte, armazenamento, distribuição e conversão de hidrogênio. Isso pode acarretar em afastamento de investimentos privados devido justamente à riscos atrelados à falta de clareza (ou até ausência) de regras sólidas para construção do mercado. Para EPE (2021a), não obstante à normatização de condições de segurança e do desenho e regulação de mercado, o principal desafio para o desenvolvimento do uso energético do hidrogênio é alcançar os níveis de competitividade com outras fontes a partir da redução de seus custos.
- **Ausência de capacitação técnica:** o mercado de hidrogênio verde, por se tratar de um mercado ainda em criação no Brasil, ainda há pouca quantidade de profissionais qualificados nesse setor. Atualmente, a capacitação profissional no país está limitada a projetos de P&D gerenciados pela ANEEL.

Por outro lado, o PNH2 do Governo Federal traz em um dos seus eixos capacitação de nível técnico e profissional, bem como do setor público, incentivar o desenvolvimento de disciplinas, de nível de graduação e pós-graduação, laboratórios, patentes, livros etc. (MME, 2021) . Ademais, instituições como Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (AHK) e SENAI do Ceará já passaram a oferecer cursos de capacitação sobre o tema em tela.

4.3 Oportunidades

Nessa seção serão apresentados três pontos que podem ser vistos como oportunidades para o posicionamento do Brasil como grande *player* mundial.

- **Demanda mundial por hidrogênio verde**: desde a assinatura do Acordo de Paris em 2015 e o compromisso de redução a zero "*Net Zero*" de emissões líquida de dióxido de carbono (CO_2), e a consequente necessidade de descarbonização da matriz energética, houve um crescimento por demanda de hidrogênio verde no mundo. Ainda, após o início da guerra entre Rússia e Ucrânia e consequente redução da oferta de gás natural russo para o mercado europeu, houve um aumento das commodities energéticas mundiais, desincentivando assim, a produção de hidrogênio utilizando combustíveis fósseis como insumo.
- **Mercado consumidor local de hidrogênio**: Atualmente, apresar de o Brasil ser o maior país em produção agrícola, é um grande importador de fertilizantes. O consumo de hidrogênio no mundo nos últimos 30 anos é diretamente ligado ao aumento da produção de amônia, principalmente para fabricação de fertilizantes nitrogenados (GIZ, 2021). Visando diminuir essa dependência, sugere-se desenvolver a indústria de produção de amônia verde, em substituição ao gás natural ou carvão, por meio do processo *power-to-ammonia*.
- **Expansão do mercado de gás natural no Brasil:** Com a publicação da Lei nº 14.134/2021, a chamada "Lei do Gás", estabeleceu-se um novo marco legal

desse mercado no país, cujo objetivo é o de aumentar a concorrência no mercado de gás natural, com a atração de investidores e redução do preço final ao consumidor final. Com isso, espera-se que haja também a extensão da malha de gasodutos no Brasil, com potencial para injeção e mistura de hidrogênio ao gás natural

4.4 Ameaças

Nesta seção são apresentadas duas ameaças identificadas que podem atrapalhar o posicionamento do Brasil como *player* de destaque no mercado de H2V:

- **Concorrência mundial:** De acordo com (GIZ, 2021),países como Austrália, Coréia do Sul, Holanda e Estados Unidos possuem políticas arrojadas e iniciativas para descarbonização de setores da economia, tendo assim, metas arrojadas de incremento de uso do hidrogênio verde em substituição às fontes não renováveis bem como em novas aplicações *Power-to-X*. Ademais, países como Austrália e Chile têm demonstrado mais agilidade no planejamento e implementações de ações em toda cadeia de valor para produção, exportação e consumo local de H2V.
- **Limitada disponibilidade de linhas de financiamento:** Devido a ausência de regras claras para se investir no setor de hidrogênio verde no país, ainda há uma carência de linhas de financiamento para desenvolvimento de novos projetos, limitando-se a projetos de P&D e aporte de capital a fundo perdido.

5. CONCLUSÕES

O Brasil desponta como um dos países mais promissores para mercado de H2V no mundo. Isso deve-se ao fato de possuir uma das mais diversas matrizes renováveis do mundo. Assim como qualquer mercado em formação, é necessário identificar seus pontos positivos e negativos. Para tanto, esse trabalho apresentou uma análise SWOT, elencando três pontos positivos

internos (forças) e externos (oportunidades), assim como dois pontos negativos internos (fraquezas) e externos (ameaças) para o mercado brasileiro de H2V.

Como resultado para os fatores internos, as forças identificadas foram a diversidade da matriz elétrica renovável no país, o interesse político e engajamento de entidades brasileiras com órgãos internacionais e a quantidade de centros de pesquisa e laboratórios no país, enquanto as fraquezas foram as ausências de arcabouço regulatório e de capacidade técnica em H2V no país.

Ademais, quanto aos fatores externos, as oportunidades identificadas foram a demanda por hidrogênio verde, tanto mundial, como local e a expansão do mercado de gás natural no Brasil (aumento da malha de gasodutos. Por fim, as ameaças identificadas foram a concorrência mundial com outros players e a baixa disponibilidade de linhas de financiamento para projetos de H2V.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, T. M.; MIGUEL, O. R.; BORTONI, E. C. Definição De Número De Grupos Geradores Com Diferentes Potências Em Centrais Hidrelétricas. XXVI XXVI SNPTEE, 2022, Rio de Janeiro

AZEVEDO, J.; CAMPELLO, R. Produção, Armazenamento, Transporte e Uso Final do Hidrogênio Rio de Janeiro, 2021.

BRAGA, S. LEAL. Produção, Armazenamento e Transporte de Hidrogênio. Rio de Janeiro: Rio de Janeiro, 2021

COLAUTO, R. D.; MECCA, M. S.; LEZANA, G. A. Gestão Governamental: Análise SWOT em Estudo Situacional de um Município de Minas Gerais. João Pessoa:

COP26. *Together for our planet*.

Disponível em: https://together-for-our-planet.ukcop26.org/

Acesso em: 31/05/2022

DAS DORES, A. A Economia do Hidrogênio: Cenário Global, Rio de Janeiro, 2021.

EPE. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio, Rio de Janeiro, 2021

EPE. Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural, 2021

GIZ. Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde. Brasília, 2021

HYDROGEN COUNCIL. Caminho para o hidrogênio competitividade Uma perspectiva de custo. 2020

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities, 2020

JOSHI, A. S.; DINCER, I.; REDDY, B. V. *Exergetic assessment of solar hydrogen production methods*. International Journal of Hydrogen Energy, v. 35, n. 10, p. 4901–4908, 2010.

MME. Programa Nacional do Hidrogênio - PNH2 - Propostas e Diretrizes. Brasília: 2021

MME. Plano Decenal de Expansão de Energia - 2031. Brasília, 2021

SANT'ANA, T. S. et al. Plano de desenvolvimento institucional - PDI Um guia de conhecimentos para as Instituições Federais de Ensino. Alfenas: 2017

UNIFEI. UNIFEI foi escolhida por agência Alemã para a receber Usina de Hidrogênio.

Disponível em: https://unifei.edu.br/blog/unifei-foi-escolhida-por-agencia-alema-para-a-receber-usina-de-hidrogenio.

Acesso em: 31/05/2022.

VALENTE, A.; IRIBARREN, D.; DUFOUR, J. Harmonised life-cycle indicators of nuclear-based hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, v. 46, n. 57, p. 29724–29731, ago. 2021.

VELAZQUEZ ABAD, A.; DODDS, P. E. *Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges*. *Energy Policy*, v. 13, 2020.

DESAFIOS E PROPOSTAS DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA REDUÇÃO PERDAS NÃO TÉCNICAS EM COMUNIDADES DE BAIXA RENDA DO BRASIL: UMA ABORDAGEM MULTICRITÉRIO

Anna Carolina Sermarini[1]; Rodrigo Flora Calili[1]

[1]Pontifícia Universidade Católica (PUC-Rio)

RESUMO

Este artigo apresenta sugestões de políticas públicas que visam reduzir as Perdas Não Técnicas (PNT) em comunidades de baixa renda no Brasil, tendo por base experiências internacionais. Para avaliar as 14 políticas elencadas, foi desenvolvido um modelo de decisão multicritério, utilizando os métodos AHP (*Analytical Hierarchy Process*) e TOPSIS (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*), combinados com a lógica *fuzzy*. Nove critérios foram avaliados por cinco especialistas consultados. Na visão dos especialistas consultados, as três políticas que devem ser respectivamente adotadas para reduzir as PNT em comunidades de baixa renda são: o Programa de Eficiência Energética (PEE) com foco na baixa renda; a expansão da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE); e o programa de metas e auditorias. Assim, conclui-se que as políticas que já estão sendo adotadas no país são consideradas mais importantes conforme julgamento dos especialistas, requerendo apenas ajustes e incentivos.

Palavras-chave: Perdas Não Técnicas, Comunidades de baixa renda, Políticas Públicas, Métodos Multicritério de Apoio à Decisão, Lógica *Fuzzy,* AHP, TOPSIS.

ABSTRACT

This paper presents suggestions for public policies that aim to reduce Non-Technical Losses (NTP) in low-income communities in Brazil, based on international experiences. To evaluate the 14 listed policies, a multicriteria decision model was developed using the AHP (Analytical Hierarchy Process) and TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution)

methods, combined with fuzzy logic. Five experts evaluate nine criteria. Then, based on specialists' points of view, policies that should be adopted to reduce PNT in low-income communities are: Energy Efficiency Program (PEE) focused on low income; expansion of the Social Tariff for Electric Energy (TSEE); a program of targets and audits. It is possible to conclude that policies implemented in the country are considered the most important in the experts' opinion, requiring only small adjustments and incentives.

Keywords: Non-Techical losses, Low-income, Public policy, Multicriteria decision making, Fuzzy logic, AHP, TOPSIS.

1. INTRODUÇÃO

As Perdas Não Técnicas (PNT) correspondem a problemas enfrentados pelas distribuidoras de energia, associados a conexões ilegais e clandestinas, fraudes, problemas com medidores de energia, erros de leitura, práticas de corrupção de funcionários e outros (Savian et al. 2021). Essas perdas configuram um fenômeno generalizado que acomete, em maior escala, países em desenvolvimento, mas os desenvolvidos não estão livres do problema.

As consequências mais negativas das PNT são encontradas em ambientes fragilizados associados a economias em transição como afirmam Viegas et al. (2017). O mesmo ocorre em territórios que são mais vulneráveis e em que as pessoas têm menores poderes aquisitivos: as comunidades de baixa renda. Nadaud (2012) elucida que seja pela falta de acesso físico à rede de energia elétrica, seja pelas ligações clandestinas realizadas pela falta de renda para pagar a conta de luz, a população que mais sofre com essas situações é a camada mais pobre e excluída da sociedade.

Muitos trabalhos analisam métodos de detecção de perdas não técnicas, porém, como afirmam Savian et al. (2021) ao realizarem uma revisão sistemática de artigos contemporâneos, existe uma lacuna aparente de falta de pesquisas que analisem a situação das economias subdesenvolvidas e revela a falta de discussões sobre como as soluções se encaixam na estrutura das concessionárias. Os problemas das PNT não estão apenas relacionados às

dificuldades de identificação, mas também de implementar políticas eficazes, combater a corrupção e comportamento do consumidor fraudador. Além disso, é fundamental o desenvolvimento e formulação de políticas públicas que considerem cenários específicos como a realidade da população que mais sofre com o problema, moradores das comunidades de baixa renda.

Desse modo, o objetivo principal artigo é hierarquizar políticas públicas, com base em uma ferramenta multicritério de tomada de decisão (MCDM), com o propósito de reduzir PNT em comunidades de baixa renda do Brasil.

O artigo está estruturado em cinco seções. Além desta introdução, na segunda seção é apresentado o referencial teórico que fundamentou a elaboração das políticas. Na sequência, são definidas as etapas de elaboração do trabalho e da metodologia empregada. Na quarta seção é demonstrada uma aplicabilidade do modelo proposto, bem como os resultados obtidos. Por fim, na última seção, são apresentadas as considerações finais, enfatizando as implicações dos achados, inferências e sugestões para pesquisas futuras.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

De acordo com Ventura et al. (2020), focar em políticas educacionais para reduzir a cultura do roubo de energia elétrica pode ajudar a reduzir os níveis de PNT, principalmente em áreas de risco. Os autores atentam que para a implementação dessas políticas é preciso apoio de órgãos governamentais. Já Jamil e Ahmad (2019) acreditam que salários eficientes e justos são formas eficazes de combater a corrupção de funcionários que contribuem para práticas de furto de energia.

Lopomo e Madruga (2019) identificaram as políticas públicas brasileiras estabelecidas para a cadeia produtiva de energia elétrica orientadas para a redução das perdas, a saber: (i) Programa de desenvolvimento da geração distribuída de energia elétrica – ProGD - lançado em 2015 pelo Ministério de Minas e Energia (MME) que objetiva ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia; (ii) Programas de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) e

Eficiência Energética (PEE) - tem a obrigatoriedade do investimento de mínimo de 0,5% da Receita Operacional Líquida (ROL) a ser feito pelas distribuidoras de energia elétrica em Programas de Eficiência Energética (Lei 9.991/2000); (iii) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) - criado em 1985, visa promover o uso eficiente da energia elétrica, combatendo o desperdício e reduzindo os custos e os investimentos setoriais; (iv) Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) - tratam-se de descontos incidentes sobre a tarifa de energia elétrica aplicável à classe residencial de baixa renda, calculado de modo cumulativo, em descontos que variam entre 10% e 65 % do valor da fatura de energia elétrica.

Huback (2018) utilizou experiências internacionais de países como Colômbia, Peru, Jamaica e Filipinas para propor medidas de redução às PNT em áreas que possuem severas restrições à operação (ASRO). Dentre as principais medidas levantadas pela autora, estão: (i) Aplicação de penalidades mais severa para crimes de roubo de bens públicos (a energia se qualifica a esta definição); (ii) Medição inteligente; (iii) Sistema pré-pago de energia; (iv) Programas de facilitação de créditos e incentivo ao pagamento; e (v) Programas socioeducativos destinados às comunidades de baixa renda.

Na revisão realizada por Savian et al. (2021) também foram levantados os principais instrumentos utilizados para mitigação de PNT. São eles: (i) Estabelecimento de medidas de eficiência e limites de perdas para as distribuidoras; (ii) Estruturação de tarifas; (iii) Definição de responsabilidades na fiscalização das perdas; (iv) Desligamento de pontos ilegais; (v) Criação de juizados especiais para agilizar o julgamento de casos de irregularidades com consumo de energia elétrica; (vi) Responsabilidade criminal dos funcionários corruptos; (vii) Definição de auditorias energéticas; (viii) Adoção de tecnologias como o sistema de faturamento eletrônico pré-pago; e (ix) Aplicação de multas e prisão de pessoas envolvidas com a prática de furto de energia elétrica.

Tarannu et al. (2017) discutem o problema do furto de energia no cenário indiano que vem aumentando nos últimos anos. Os autores relatam os métodos utilizados pelos consumidores fraudadores, bem como apresentam as várias

medidas de controle. Dentre elas, estão: (i) Criação de esquadrões de vigilância para verificar e prevenir furtos de energia; (ii) Aplicação de penalidades severas para os fraudadores; (iii) Auditorias de energia devem ser introduzidas; (iv) Instalação de caixas de medidores e uso de lacres invioláveis; (v) Verificação e substituição de medidores defeituosos; (vi) Melhoria na classificação de medidores; (vii) Sistema pré-pago de energia; (viii) Treinamento técnico para o pessoal operacional; (ix) Monitoramento e análise estatística do consumo de energia por setor, por classe e configuração geográfica.

Essas experiências internacionais e nacionais para combater o problema de PNT serviram de base para propor as políticas que serão analisadas com o método multicritério.

3. METODOLOGIA

Após esse levantamento foi possível então elaborar políticas próprias que visam a aplicação dessas medidas em comunidades de baixa renda do Brasil. As 14 políticas elaboradas encontram-se descritas a seguir e é importante destacar que algumas delas (as 5 primeiras da lista) já existem no Brasil e estão elencadas para avaliar a preferência perante as demais propostas.

3.1 Políticas propostas

1. Continuação do Programa ProGD voltado à baixa renda - Possível continuidade ao programa lançado em 2015 pelo MME cujo objetivo é ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia (em especial a solar fotovoltaica).
2. Programa de Eficiência Energética (PEE) com foco na baixa renda - Continuidade do PEE das distribuidoras de energia elétrica, que tem até 2022 a obrigatoriedade do investimento mínimo de 0,5% da Receita Operacional Líquida (ROL) destas empresas em projetos de EE e geração incentivada. Além da permanência do percentual, esta política sugere o

retorno da obrigatoriedade do investimento de 60% dos recursos em projetos para a baixa renda, como era definido pela Lei 12.212/2010.

3. Utilização de recursos do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) para a baixa renda - Obrigatoriedade da utilização de parte dos recursos do PROCEL para projetos de eficiência energética em comunidades de baixa renda que tenham o problema de PNT.
4. Expansão da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) - Expansão da TSEE para mais moradores de comunidades de baixa renda, ampliando a faixa de renda dos consumidores beneficiados por esta tarifa.
5. Programa de metas e auditorias - Estabelecimento de medidas de eficiência (*benchmarking*) e limites permitidos de perdas para as distribuidoras de energia elétrica.
6. Programa social para as comunidades de baixa renda - Criação de um programa que desenvolve trabalhos sociais e educativos nas comunidades com o objetivo de mostrar os efeitos negativos do furto de energia.
7. Programa de incentivo ao pagamento - Ofertar produtos e serviços para os clientes que pagam em dia suas faturas de energia elétrica, melhorando a relação das distribuidoras com os clientes.
8. Política de suavização do corte e religamento - Visa levar em consideração a realidade do morador inadimplente: caso o cliente que esteja inadimplente seja morador de uma área de risco e/ou classificado como baixa renda, deverá ter punições menos severas (como mais dias até poder se regularizar e valores menores de multa) do que residentes de áreas possíveis e/ou não classificados como baixa renda.
9. Sistema pré-pago de energia - Adoção do sistema pré-pago de energia para usuários de baixa renda e com maiores dificuldades de pagamento. Esse sistema permite a autogestão do consumo pelos clientes pela instalação de medidores inteligentes com dispositivos de monitoramento do consumo de energia.

10. Programa de Medição Inteligente - Medição inteligente em todas as subestações; medição nos alimentadores e nos transformadores de média para baixa tensão; construção de mapas de perdas, com supervisão em tempo real.
11. Programa de investimento nas equipes - O treinamento técnico para o pessoal operacional deve ser realizado e, constantemente, atualizado. Conta ainda com a criação de um grupo de apoio nas comunidades - com funcionários que residem nos próprios locais (ou próximos), auxiliando no contato entre a empresa e os clientes.
12. Responsabilidade criminal de funcionários de distribuidoras de energia corruptos - Visa estimular a denúncia de trabalhadores corruptos, havendo punições como o desligamento da empresa e penalidades previstas em lei.
13. Penalidades para consumidores que furtam energia - Estabelecimento de penas severas como instrumento de combate às perdas, considerando o furto de energia um crime.
14. Criação de juizados especiais - Criação de juizados especiais para agilizar o julgamento de casos de fraude e furto de energia elétrica, já que muitos juízes não conhecem o problema.

3.2 Métodos multicritério de avaliação e escolha de políticas públicas

Alguns trabalhos utilizaram os métodos multicritério de apoio à decisão nesse âmbito, para escolhas de políticas públicas. Yuan et al. (2022) os empregaram para selecionar configurações mais adequadas de sistemas distribuídos de energia. Já Gutiérrez et al. (2021), avaliaram veículos de transporte público rodoviário de acordo com tecnologias de motores alternativos e características de combustão, através de modelo multicritério de apoio que combina critérios econômicos e ambientais.

Segundo os achados de Da Ponte et al. (2021), as ferramentas de multicritério, principalmente quando combinadas com a lógica *fuzzy*, se mostraram eficazes para auxiliar na tomada de decisões sobre políticas públicas

que seriam mais eficazes para aumentar a participação das fontes renováveis em sistemas isolados no Brasil. Para tanto, os autores utilizaram um modelo AHP-fuzzy-TOPSIS. O presente trabalho caminhará no mesmo sentido utilizando o método proposto por estes autores.

A partir de Da Ponte et al. (2021) foi possível definir as dimensões e os critérios utilizados para a avaliação proposta (redução de PNT em comunidades de baixa renda). São eles:

- Dimensão Sustentabilidade: Impactos econômicos, Impactos sociais e Impactos ambientais;
- Dimensão Robustez da Política: Experiência prévia, Dificuldade de implementação e Possibilidade/Facilidade de monitorar e avaliar as políticas;
- Dimensão Política: Impactos previstos, Riscos políticos e Governança pública e sustentabilidade do setor.

4. DEMONSTRAÇÃO DE APLICABILIDADE DO MODELO PROPOSTO

O desenvolvimento do modelo se deu em duas fases: A Fase I (AHP) fornece o peso dos critérios, necessário executar o algoritmo do *Fuzzy*-TOPSIS (fase II), em que as políticas são classificadas para o objetivo de reduzir PNT em comunidades de baixa renda. Na segunda fase, os especialistas deram seus pareceres sobre a importância de cada critério para as quatorze políticas públicas propostas.

4.1 Resultados e discussões

Foi realizada a constituição das matrizes de avaliação, utilizando o conjunto de termos numéricos *fuzzy*, em seguida determinada a solução *fuzzy* positiva e negativa ideal (FPIS e FNIS) e definidas as distâncias para FPIS (D+) e FNIS (D−) e determinada a proximidade relativa do valor ideal, resultando na ordenação final das políticas públicas avaliadas. Os coeficientes CCi representam o índice de desempenho de cada política pública, considerando os

pesos das dimensões e critérios, calculados na fase I. Na tabela 1 são apresentados os resultados obtidos, na ordem do *ranking*.

Tabela 1 – Resultados *Fuzzy*-TOPSIS

Política	D+	D-	CCi
PEE com foco na baixa renda	4,5946	0,4213	0,0840
Expansão da TSEE	4,6032	0,3996	0,0799
Programa de metas e auditorias	4,6406	0,3859	0,0768
Continuação do Programa ProGD voltado à baixa renda	4,6315	0,3816	0,0761
Utilização de recursos do PROCEL para baixa renda	4,6563	0,3725	0,0741
Programa de Medição Inteligente	4,6648	0,3501	0,0698
Programa de incentivo ao pagamento	4,6589	0,3439	0,0687
Programa social para as comunidades de baixa renda	4,6766	0,3371	0,0672
Programa de investimento nas equipes	4,6761	0,3343	0,0667
Política de suavização do corte e religamento	4,6868	0,3283	0,0655
Sistema pré-pago de energia	4,6902	0,3268	0,0651
Responsabilidade criminal de funcionários de distribuidoras de energia corrupto	4,6959	0,3224	0,0642
Penalidades para consumidores que furtam energia	4,7073	0,3119	0,0621
Criação de juizados especiais	4,7932	0,2373	0,0472

Conforme discutido e corroborado por Nadaud (2012), a população que mais sofre com os problemas de PNT é a baixa renda, as políticas voltadas diretamente para essa população estarem bem posicionadas mostram que os resultados estão em acordo com os esforços que devem ser feitos para combater o problema. A mais bem posicionada diante a hierarquização, é a proposta de continuação do PEE que sugere o retorno da obrigatoriedade do investimento de 60% dos recursos em projetos para a baixa renda. Tal política é necessitaria esforços do governo federal, casas legislativas, agência reguladora e das

distribuidoras de energia elétrica, uma vez que se trata da modificação de leis vigentes (Lei 9.991/2000 e Lei 13.280/2016).

A segunda alternativa mais importante é a expansão da TSEE para mais moradores de comunidades de baixa renda. Para que tal política seja implementada são necessários esforços do governo federal e casas legislativas, o que já está de fato ocorrendo. Foi regulamentada a Lei nº 14.203/2021 que impõe que a Tarifa Social seja concedida automaticamente para as famílias que têm direito (não sendo mais necessário solicitar à distribuidora). Segundo ANEEL (2022), com a aplicação dessa lei, mais 11,5 milhões de famílias poderiam se beneficiar do benefício (que hoje representa cerca de 12,3 milhões).

Como terceira opção de política mais relevante na visão dos especialistas consultados, está o Programa de metas e auditorias com o estabelecimento de medidas de eficiência (*benchmarking*). Esta medida é muito importante para que se alcancem os objetivos estipulados. O Procel, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética, poderiam os responsáveis pelo processo de definição dessas metas. A implementação e fiscalização/mensuração de resultados poderia ficar com a cargo das distribuidoras.

As três últimas políticas hierarquizadas, que são relacionadas aos aspectos de criminalização das PNT colocadas, além de serem bem severas para o tratamento desse problema no Brasil, são compreendidas por demandarem maiores esforços para sua implementação.

5. CONCLUSÕES

Conforme discutido, as Perdas Não Técnicas representam um grande problema enfrentado por países do mundo inteiro. Muitos trabalhos abordam métodos de detecção de perdas, mas existem lacunas quanto a medidas eficazes de combate ao problema, principalmente voltado para comunidades de baixa renda. A fim de preencher essa lacuna, no presente trabalho foram propostas 14 políticas públicas com o objetivo de reduzir PNT em comunidades

de baixa renda do Brasil, elaboradas com base em experiências nacionais e internacionais.

Um modelo multicritério de tomada de decisão (MCDM), baseado nos métodos AHP e TOPSIS, combinado com a lógica *fuzzy*, foi desenvolvido e se mostrou eficaz para avaliar e selecionar as políticas públicas propostas. Na primeira fase do modelo, 3 dimensões e 9 critérios foram selecionados e ponderados. Na fase II, foram entrevistados 5 especialistas para julgar as políticas à luz desses critérios.

As cinco políticas de preferência na visão destes especialistas são justamente as medidas que já existem no Brasil (não necessariamente com foco para redução de PNT e para baixa renda). Essas medidas trariam muitos benefícios para as populações de baixa renda, ao aumentar a possibilidade de pagamento das contas de energia com os descontos da TSEE e redução do consumo com as medidas de EE e com a alocação de recursos para programas voltados para essa população.

Evidentemente, o sucesso destas políticas depende de mudanças nas regras estabelecidas por diferentes órgãos e esforços das partes interessadas. Para trabalhos futuros, sugere-se: colher avaliação de mais especialistas no assunto para julgar as políticas, visto que isso pode contribuir para melhorar a precisão do modelo e impactar os resultados; e aplicar outros métodos MCDM, como por exemplo, ELECTRE, PROMETHEE e MACBETH, para se comparar os resultados obtidos no presente estudo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Governo Federal aprova novo modo de cadastro na Tarifa Social. Disponível em: <https://bityli.com/zhnFB>. Acesso em: 03 mar. 2022.

CASTRO, N. J.; MIRANDA, M.; VARDIEIRO, P. Perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica: o caso da light. Publit. 348 p. Rio de Janeiro, 2019.

DA PONTE, G. P.; CALILI, R. F.; SOUZA, R. C. Energy generation in Brazilian isolated systems: Challenges and proposals for increasing the share of renewables based on a multicriteria analysis. Energy for Sustainable Development, v. 61, p. 74-88, 2021.

GUTIÉRREZ, L. R.; OLIVA, M. A. V.; ROMERO-ANIA, A. Managing Sustainable Urban Public Transport Systems: An AHP Multicriteria Decision Model. Sustainability, v. 13, article ID 4614, 2021.

HUBACK, V. B. S. Medidas ao Combate a Perdas Elétricas Não Técnicas em Áreas com Severas Restrições à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (mestrado) - PPE/UFRJ. 167 p. Rio de Janeiro, 2018.

JAMIL, F.; AHMAD, E. Policy considerations for limiting electricity theft in the developing countries. Energy policy, v. 129, p. 452-458, 2019.

LOPOMO, M. R.; MADRUGA, K. Políticas públicas na cadeia produtiva de energia elétrica e a influência nas perdas de energia. Tópicos em Gestão da Produção, v. 7, Organizador Hélcio Martins Tristão – Belo Horizonte - MG : Poisson, 270 p., 2019.

NADAUD, G. C. A. Acesso à energia elétrica de populações urbanas de baixa renda: o caso das favelas do Rio de Janeiro. Dissertação (mestrado) - PPE/UFRJ. 147 p. Rio de Janeiro, 2012.

SAVIAN, F. S.; SILUK, J. C. M.; GARLET, T. B.; NASCIMENTO, F. M.; PINHEIRO, J. R.; VALE, Z. Non-technical losses: A systematic contemporary article review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 147, article ID 111205, 2021.

TARANNU, M.; SHARMA, D.; SINGH, DHARMENDRA. Electricity Theft in India: Its Measure and Solution.In: International Journal of Advance Research, Ideas and Innovations in Technology, v. 3, n. 5, 2017.

VENTURA, L. O.; MELO, J. D.; PADILHA-FELTRIN, A.; FERNÁNDEZ-GUTIÉRREZ, J. P.; ZULETA, C. C. S.; ESCOBAR, C. C. P. A new way for comparing solutions to non-technical electricity losses in South America. Utilities Policy, v. 67, article ID 101113, 2020.

VIEGAS, J. L.; ESTEVES, P. R.; MELÍCIO, R.; MENDES, V. M. F.; VIEIRA, S. M. Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 80, p. 1256-1268, 2017.

YUAN, J.; LUO, X.; LI, Y.; HU, X.; CHEN, W.; ZHAND, Y. Multi criteria decision-making for distributed energy system based on multi-source heterogeneous data. Energy, v. 239, article ID 122250, 2022.

DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DE GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL: CONTRIBUIÇÕES DA REDE GASBRAS

Nathalia Weber[1]; Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]; Thiago Luis Felipe Brito[1]; Edmilson Moutinho dos Santos[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

O Brasil apresenta um grande potencial para produção de gás não convencional, notadamente nas bacias sedimentares *onshore*. Entretanto, o desenvolvimento dessa produção no país encontra diversas dificuldades, principalmente logísticas e ambientais, além de percepção pública. Neste sentido, buscando contribuir para a identificação destas e demais barreiras, o presente trabalho apresenta os resultados da aplicação de um questionário aos especialistas da Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil (GASBRAS). As respostas apontaram como principal desafio os riscos ambientais decorrentes do fraturamento hidráulico e exploraram aspectos econômicos e sociais.

Palavras-chave: Gás natural não convencional; Gás de folhelho; Rede GASBRAS.

ABSTRACT

Brazil has a great potential for unconventional gas production, notably in the *onshore* sedimentary basins. However, the development of this production in the country finds several difficulties, especially logistics and environmental, as well as public perception. In this sense, aiming at contributing to the identification of these and other barriers, the present work presents the results of the application of a questionnaire to experts from the Unconventional Gas Research and Development Network of Brazil (Gasbras). The answers pointed out as the main challenge the environmental risks arising from hydraulic fracture and analyzed economic and social aspects.

Keywords: Unconventional natural gas; shale gas; GASBRAS Network.

1. INTRODUÇÃO

As bacias sedimentares *onshore* brasileiras possuem relevante potencial para produção de gás natural e óleo não convencionais que podem ser aproveitados para desenvolvimento econômico e social em regiões mais distantes da produção petrolífera da costa do país, com menor penetração desses recursos energéticos. Estima-se que, até 2050, seria possível produzir em torno de 156 trilhões de pés cúbicos de gás natural não convencional, quando considerados os volumes recuperados esperados provenientes das bacias sedimentares *onshore* de São Francisco, Recôncavo, Parnaíba, Parecis, Paraná, Potiguar, Amazonas e Solimões, de acordo o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP, 2016). Entretanto, o emprego da técnica de fraturamento hidráulico, necessária para produção comercial de hidrocarbonetos em reservatórios de folhelho, é considerado importante desafio do ponto de vista ambiental, bem como social e logístico.

Com vistas ao amadurecimento da elaboração de propostas e recomendações de regulação, foi realizada pesquisa que contou com o conhecimento e experiência de colaboradores da Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil (GASBRAS), para a identificação e análise das principais questões e pontos de atenção relativos à produção gás de folhelho no Brasil.

A Rede GASBRAS reúne instituições de todas as regiões do país para estudos nas diversas fases que envolvem desenvolvimento econômico sustentável de gás não convencional – especialmente gás de folhelho -, abrangendo a avaliação das reservas disponíveis, técnicas de exploração, produção, distribuição, preservação ambiental, formulação de políticas públicas, regulação e aspectos sociais.

2. MÉTODOS

Foi aplicado um questionário de pesquisa qualitativa criado e compartilhado por meio da ferramenta Google Forms aos especialistas da Rede GASBRAS, com perguntas voltadas à identificação dos principais desafios para

o desenvolvimento de atividades de produção de gás de folhelho no Brasil. O questionário foi dividido em quatro partes: (i) especificidades do contexto brasileiro; (ii) riscos e impactos potenciais decorrentes da atividade de fraturamento hidráulico; (iii) experiência internacional com atividades de produção de gás de folhelho e sua regulamentação; e (iv) outros comentários. O questionário completo encontra-se no Anexo I.

3. RESULTADOS

Um total de 25 colaboradores da Rede GASBRAS respondeu ao questionário, dos quais 36% se identificaram como atuantes na área de Regulação e Mercado. Outros 36% atuam com Geologia e Geofísica e 32% com Avaliação Ambiental. Os demais respondentes se identificaram como das áreas do Direito, Percepção Pública e atuação na Coordenação do Projeto, considerando que alguns apontaram mais de uma área de atuação na Rede.

Na primeira parte do questionário, que aborda as especificidades do contexto brasileiro, os colaboradores apontaram os seguintes pontos como principais gargalos à produção de gás de folhelho no Brasil:

- Impactos ambientais do fraturamento hidráulico;
- Deficiências no ambiente de negócios, com altos custos e baixa atratividade de investimentos, especialmente em comparação com a produção em reservatórios convencionais;
- Problemas de logística e de infraestrutura de acesso às áreas potenciais de produção, além da dificuldade para obtenção de equipamentos adequados de produção e necessidade de rede de fornecedores;
- Quantidade e capilaridade insuficientes de gasodutos;
- Baixo apoio social, percepção pública negativa, dificuldades para obter a licença social para operar;
- Regulação inadequada e falta de segurança jurídica;
- Dificuldades inerentes ao mercado de gás natural;

- Falta de previsibilidade e de critérios ambientais no licenciamento ambiental; e
- Baixos investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

O nível de conhecimento geológico no Brasil foi classificado, de maneira geral, entre baixo e bom, sendo que a maior parte das respostas indicou como razoável e médio. Algumas respostas mencionaram o avanço recente quanto ao conhecimento básico, que levou à identificação das principais regiões em termos de potencial - dentre elas, as Bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba, Paraná e Recôncavo -, mas que há necessidade de aprofundamento dos estudos. Considerando as áreas de maior potencial para gás não convencional no Brasil, os respondentes apontaram problemas logísticos de acesso e escoamento da produção, além da necessidade de maior conhecimento geológico para identificação dos plays e riscos ambientais envolvidos. Alguns colaboradores mencionaram a importância de considerar especificidades dos contextos geológicos das áreas de produção brasileira para elaboração de parâmetros de segurança a serem incorporados à regulamentação, ainda que os padrões adotados internacionalmente sejam abrangentes quanto à cobertura dos riscos.

Quanto à mão-de-obra qualificada e preparo das instituições de ensino para produção em não convencionais no Brasil, os especialistas divergiram nas respostas, mas, de maneira geral, o tema não foi abordado como uma grande dificuldade a ser superada.

Dentre as medidas e iniciativas consideradas importantes para desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil, foram citados: investimentos em P&D, parcerias público-privadas, políticas de incentivo à cadeia de produção, capacitação de mão-de-obra especializada, incentivos financeiros (em especial para importação de equipamentos), criação de zonas industriais, desenvolvimento do projeto de poço transparente, criação de comitês com participação do governo e da sociedade civil, adequação da regulação vigente e ações para comunicação social e engajamento público. Também foi ressaltado o papel das Universidades, que inclui a formação de profissionais

especializados no setor, difusão de informações e conhecimento, discussão e estudo quanto às questões técnicas sobre geologia, produção e riscos envolvidos e comunicação com a população.

Na segunda parte do questionário, foram levantados os principais riscos e potenciais impactos ambientais decorrentes da atividade de fraturamento hidráulico, entre eles: vazamento de fluidos para aquíferos e solo, indução de sismicidade, alto consumo de água, derramamento de fluidos tóxicos, contaminação do ar, emissão de gases de efeito estufa, impactos sociais e impactos do tráfego intenso de caminhões para transporte de fluidos. Algumas das medidas para prevenção e mitigação desses riscos e impactos incluem: garantia da integridade dos poços, monitoramento de atividades sísmicas, adoção de melhores práticas da indústria e gerenciamento de riscos, monitoramento da qualidade da água e regulação eficiente. Alguns colaboradores mencionaram a importância da introdução de requisitos diferenciados para habilitação de empresas de petróleo para participação em leilões de áreas com potencial para recursos não convencionais, como, por exemplo, experiência com a técnica de fraturamento hidráulico.

Sobre a experiência internacional, os especialistas abordaram a existência de parâmetros e condicionantes de segurança de fraturamento hidráulico e casos de impactos ambientais negativos conhecidos, como contaminação de solo e recursos hídricos e abalos sísmicos. Também foram identificados casos de inviabilização de exploração e produção de não convencionais em outros países devido a regulação muito restritiva, com exemplos apontados na França e Reino Unido.

4. DISCUSSÃO

As respostas dos especialistas da Rede GASBRAS ao questionário apresentaram certo alinhamento quanto à necessidade de melhorias na regulação das atividades de produção, visando a segurança ambiental principalmente dos processos envolvidos no fraturamento hidráulico, bem como à importância da segurança jurídica, da previsibilidade e do estabelecimento de

critérios ambientais mais robustos no licenciamento ambiental. Nesse sentido, o aprofundamento no conhecimento dos contextos geológicos das formações de folhelhos com potencial para gás natural no Brasil foi considerado relevante por parte dos respondentes, de modo que serviria não apenas para uma melhor avaliação do potencial de produção, mas também como base para identificação de parâmetros de segurança para regulamentação das atividades.

Os especialistas levantaram ainda outras questões relevantes para o desenvolvimento de gás de folhelho no Brasil que não são diretamente ligadas às atividades de produção, como a insuficiência de infraestrutura para escoamento do gás produzido e de cadeia de suprimento adequada, além dos riscos de percepção pública negativa.

5. CONCLUSÕES

O trabalho contribuiu para uma avaliação dos principais desafios para o estabelecimento de atividades de exploração e produção de gás de folhelho no Brasil, considerando questões técnicas das etapas de construção e condicionamento dos poços até aspectos econômicos e sociais. O principal risco apontado pelos especialistas da Rede GABRAS é decorrente dos possíveis impactos ambientais relativos ao fraturamento hidráulico.

Dentre as medidas e iniciativas consideradas relevantes para enfrentamento dos desafios levantados, foram sugeridos investimentos em P&D, parcerias público-privadas, políticas de incentivo à cadeia de produção, capacitação de mão-de-obra especializada, incentivos financeiros (em especial para importação de equipamentos), criação de zonas industriais, desenvolvimento do projeto de poço transparente, criação de comitês com participação do governo e da sociedade civil, adequação da regulação vigente e ações para comunicação social e engajamento público.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PROMINP - PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. Aproveitamento de hidrocarbonetos em 88

reservatórios não convencionais no Brasil. 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>.

ANEXO I - Questionário aplicado aos especialistas da Rede Gasbras

Parte 1 – Especificidades do contexto brasileiro

1) Quais seriam os principais gargalos (técnicos, logísticos, de ambiente de negócios ou de qualquer natureza) para produção de gás não convencional no Brasil?

2) Como você qualificaria o nível de conhecimento geológico sobre o potencial de gás não convencional no Brasil?

3) Quais são as áreas/regiões com potencial para gás não convencional no Brasil?

4) Nessas áreas/regiões identificadas, o desenvolvimento de atividades de exploração e produção de gás não convencional enfrentaria desafios técnicos e/ou logísticos? Quais seriam?

5) Como os riscos e impactos potenciais decorrentes do fraturamento hidráulico se relacionam com essas áreas/regiões?

6) O estabelecimento de indicadores para parâmetros de segurança das atividades de fraturamento hidráulico necessitaria de variações em relação aos internacionais? Seria necessário considerar especificidades do contexto brasileiro?

7) Há empresas e mão-de-obra suficientes no Brasil com conhecimento e expertise para desenvolvimento de projetos com fraturamento hidráulico?

8) As instituições de ensino no Brasil possuem atualmente capacidade para formar a mão-de-obra que seria necessária para atender à demanda de profissionais que atuarão na exploração e produção de gás não convencional?

9) Na sua opinião, quais medidas ou iniciativas poderiam ser adotadas com relação a políticas de inovação, desenvolvimento tecnológico e/ou conteúdo local para desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil?

10) Quais iniciativas poderiam ser adotadas para favorecer o engajamento ou aceitação pública de comunidades locais em projetos de exploração e produção de gás não convencional?

11) Na sua opinião, qual o papel das universidades no desenvolvimento das atividades de exploração e produção de gás não convencional no Brasil?

Parte 2 – Riscos e impactos potenciais decorrentes da atividade de fraturamento hidráulico

1) Quais os principais riscos ambientais associados ao procedimento de fraturamento hidráulico?

2) Quais os potenciais impactos negativos ambientais, sociais e econômicos que podem ocorrer nas proximidades de áreas em que seja utilizado fraturamento hidráulico?

3) Como esses riscos e impactos se diferenciam daqueles relacionados às atividades de exploração e produção de óleo e gás convencionais?

4) Quais medidas podem ser adotadas para prevenção desses riscos e impactos?

5) Quais medidas podem ser adotadas para mitigação desses riscos e impactos?

6) Na sua opinião, em regra, a abrangência desses impactos seria restrita a uma determinada localidade ou seria regional, envolvendo mais de um Município ou Estado?

7) Na sua opinião, quais indicadores seriam relevantes para garantir a segurança da aplicação de fraturamento hidráulico?

8) Na sua opinião, para participação em leilões de áreas com potencial para recursos não convencionais, seriam necessários requisitos diferenciados para habilitação de empresas de petróleo?

Parte 3 – Experiência internacional

1) Existem indicadores utilizados em outros países que possam estabelecer parâmetros de segurança da atividade de fraturamento hidráulico?

2) Quais os principais casos de impacto negativo (e suas causas) em subsuperfície ou superfície relacionados à atividade de fraturamento hidráulico na experiência internacional?

3) Na experiência internacional, houve caso de inviabilização, na prática, de operação de fraturamento hidráulico devido a regulação muito restritiva?

4) Como os empreendimentos de exploração e produção de gás não convencional se relacionam com as comunidades locais?

5) Quais políticas ou medidas apresentaram bons resultados de engajamento da população?

Parte 4 – Outros comentários

1) Há outros pontos relevantes que não foram tratados nas perguntas anteriores ou algum comentário que queira incluir?

DESENVOLVIMENTO DE AÇÕES TÉCNICO-EDUCATIVAS PARA USO E APLICAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA EDUCAÇÃO BÁSICA: PROJETO ESCOLAS SOLARES NO PIAUÍ

Paulo César Da Silva Júnior[1]; Marcos Antônio Tavares Lira[1];
Albemerc Moura de Moraes[1]; Gabriel Caminha de Araujo Costa[1]

[1]*Universidade Federal do Piauí*

RESUMO

O Escolas Solares no Piauí é um projeto de extensão formado por professores e alunos da Universidade Federal do Piauí, que busca fortalecer o desenvolvimento educacional sob a ótica das energias renováveis e da sustentabilidade, englobando também a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede nas escolas parceiras. Nesse contexto, o projeto tem procurado alternativas técnico-educativas para o desenvolvimento e fortalecimento dos estudantes da rede pública de ensino quanto a sua grade curricular, além de buscar beneficiar a comunidade escolar, composta por pais, professores e funcionários das localidades. Dessa forma, esse artigo tem por objetivo apresentar os resultados das ações desenvolvidas pelo projeto em três municípios piauienses entre os anos de 2019 e 2022, com destaque para o município de Oeiras com atuações focadas no meio rural.

Palavras-chave: SFCR; Materiais Didáticos; Ensino; Sustentabilidade.

ABSTRACT

Solar Schools in Piauí is an extension project formed by teachers and students of the Federal University of Piauí, which seeks to strengthen the educational development from the perspective of renewable energy and sustainability, also encompassing the installation of photovoltaic systems connected to the network in partner schools. In this context, the project has sought technical and educational alternatives for the development and strengthening of students from the public school network as to their curriculum, besides seeking to benefit the school community, composed of parents, teachers, and employees of the localities. Thus, this article aims to present the results of the actions developed by the project in

three municipalities of Piauí between 2019 and 2022, with emphasis on the municipality of Oeiras with actions focused on rural areas.
Keywords: GCPVS; Educational Materials; teaching; sustainability.

1. INTRODUÇÃO

A geração solar fotovoltaica aumentou 22% (+131 TWh) em 2019 e representou o segundo maior crescimento absoluto da geração de todas as tecnologias renováveis, um pouco atrás da eólica e à frente da energia hidrelétrica. Apesar da desaceleração do crescimento devido à pandemia e a recentes mudanças de política e incertezas na China, atualmente o maior mercado fotovoltaico global, a energia solar fotovoltaica ainda está em vias de crescimento médio anual de 15% entre 2019 e 2030 (IEA, 2021).

Esse crescimento se deve a fatores como a diminuição nos custos de fabricação, aumento na eficiência dos módulos e facilidade na implementação de sistemas de pequeno e grande porte (BÜHLER; GABE; SANTOS, 2019). Contudo, as barreiras socioeconômicas ainda são um forte obstáculo, dificultando as instalações de tais sistemas, tanto pela falta de investimentos governamentais, quantos pelos seus altos custos iniciais. Com o objetivo de consolidar a inserção de energia alternativas no Brasil estabeleceu-se em 2012, de acordo com a resolução normativa da ANEEL nº 482/2012, a permissão ao consumidor brasileiro de gerar energia elétrica para consumo próprio a partir de fontes renováveis conectadas à rede. Além disso, este consumidor poderá fornecer o excedente da produção à rede de distribuição, favorecendo-se do sistema de “compensação” que é utilizado para reduzir os custos do consumo elétrico medido pela concessionária (ANEEL,2012). Essa medida impulsionou o crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica no país. Segundo dados da ANEEL, em dezembro de 2021 o Brasil possuía 709.746 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede (SFCR) homologados, totalizando aproximadamente 7,89 GWp de potência instalada em Geração Distribuída (GD), sendo que 12.224 (145,87 MWp) estão implantados no Piauí (ANEEL,2021). Além disso, o estado possui um dos menores índices de eletrificação rural do país de acordo com o último censo do IBGE, ficando atrás de

todos os estados da região nordeste (BRASIL, 2010). Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos de bombeamento na região apresentam-se como uma alternativa ao desenvolvimento das comunidades rurais por garantir o acesso à energia renovável para atividades locais essenciais limitadas pela má distribuição de energia, como o abastecimento de água e a agricultura familiar (MORAES, 2015).

Sabendo disso, esse trabalho pretende fazer uma avaliação técnico-econômica do Sistema Fotovoltaico (SFV) da escola municipal do contentamento em Oeiras - PI, além de mostrar o desenvolvimento de materiais pedagógicos que visam facilitar o ensino sobre a energia solar fotovoltaica para os alunos da rede pública no estado do Piauí com diferentes abordagens no ensino.

2. AÇÕES E MATERIAIS EDUCATIVOS DESENVOLVIDOS

No período compreendido entre 2019 e 2022, foram desenvolvidas ações direta e indiretamente pela equipe do projeto de extensão em três municípios do Piauí, nas cidades de Picos, Oeiras e Teresina, não sendo a última contemplada com instalações fotovoltaicas pelo projeto, apenas com ações educacionais. É válido ressaltar que as ações de técnico-educativas desenvolvidas para as instituições que compreendem a rede de educação municipal em Oeiras tiveram uma atuação mais focada no meio rural.

2.1 Desenvolvimento do kit didático de bombeamento fotovoltaico

Com a finalidade de desenvolver um material prático, barato e que integrasse conceitos da engenharia dentro de sala de aula, o kit didático de bombeamento fotovoltaico foi desenvolvido, utilizando sensores e componentes elétricos acessíveis, de fácil programação e lógica de construção intuitiva. O sistema funciona por automação de processos utilizando o microcontrolador ATMEGA 328, integrado a plataforma de prototipagem arduino UNO, junto a um sensor boia para indicar o nível de água presente e um display LCD para monitoramento do sistema, tornando o controle da eletrobomba mais preciso. O objetivo desse material é utilizar os conhecimentos populares e tecnologias cotidianas das comunidades para aplicar modernizações com o uso da engenharia

e das energias renováveis, mostrando a acessibilidade e aplicabilidade das novas tecnologias para a melhoria e conforto das comunidades que se utilizam de poços e cisternas para abastecimento e agricultura familiar.

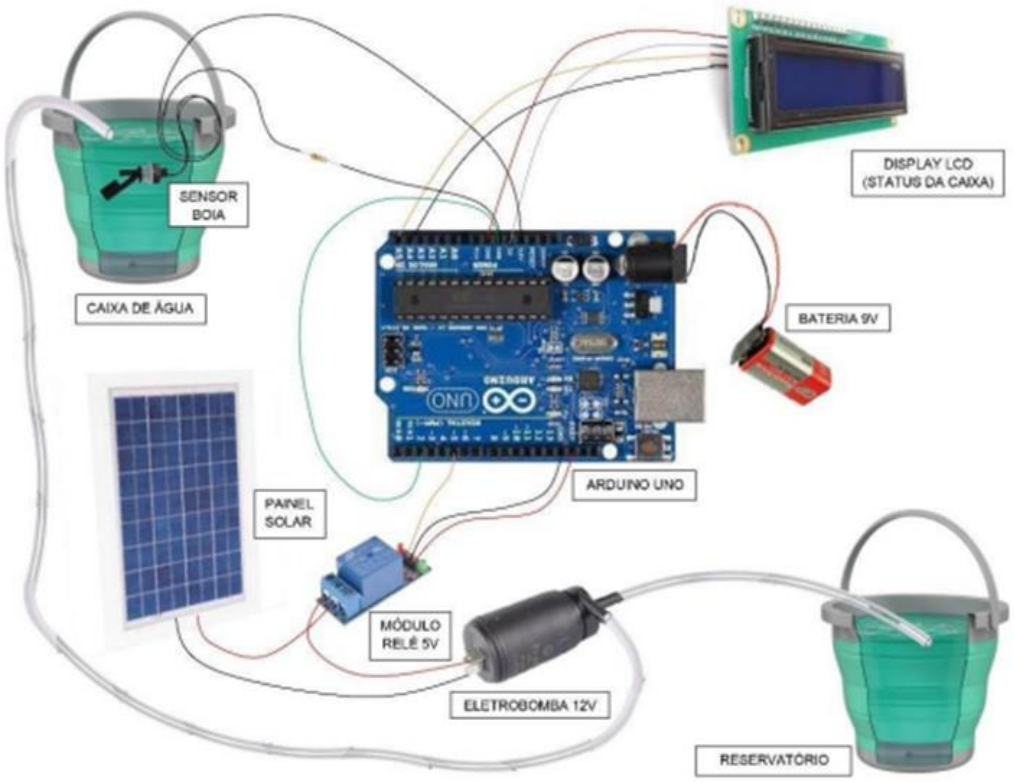


Figura 1 – Esquema de montagem do sistema de bombeamento fotovoltaico

2.2 Escola Família Agrícola Soinho (2019)

A primeira ação educacional organizada pelo projeto foi a Gincana Solar, realizada no ano de 2019 na zona rural do município de Teresina, na Escola Família Agrícola Soinho, onde foram realizadas atividades sobre temas relacionados à importância da agricultura familiar e da energia solar no estado do Piauí (UFPI, 2019). A gincana contou com a participação direta dos estudantes do ensino médio e técnico em agropecuária da escola, sendo realizadas tarefas práticas e de conhecimento prévio sobre assuntos como energia solar, meio ambiente e

sustentabilidade, com a construção e demonstração de equipamentos caseiros práticos, como um forno solar para desidratar e cozinhar alimentos.

Figura 2 – Atividades e materiais construídos pelos alunos

2.3 Revista em quadrinhos educativa sobre energia solar para aplicação escolar (2021)

A revista em quadrinhos Amigo Solar foi desenvolvida no ano de 2021 para ser uma ferramenta de apoio ao ensino das ciências em salas de aula, tendo como meta a introdução nas bibliotecas e escolas municipais de todo o estado do Piauí, sendo inicialmente inserida no portal da rede municipal de educação em Oeiras. Ilustrado e roteirizado pelos integrantes do projeto, o material busca ensinar os leitores sobre a história e uso da energia solar no mundo, contextualizando a maneira pela qual a ciência se desenvolveu em séculos passados, os conflitos humanos e as limitações educacionais enfrentadas pelas crianças, além de introduzir cientistas importantes como personagens. A revista foi criada para ter continuidade, com versões futuras tratando de assuntos específicos, começando com história da energia solar e seus primeiros modelos de células fotovoltaicas, passando para suas aplicações e impactos ambientais, e abordando outros temas relacionados às áreas da engenharia, meio ambiente e sustentabilidade. Dessa forma, a história em quadrinhos busca instigar o interesse infantil pela engenharia e energias renováveis, fornecendo meios adequados a idade para estudo e

capacitação. A Fig. 3 apresenta o material impresso distribuído para os alunos em professores em uma ação educativa feita em uma escola rural parceira.

Figura 3 – Distribuição da revista impressa nas escolas municipais

3. DESENVOLVIMENTO DE AÇÕES TÉCNICAS

O projeto “Escolares Solares no Piauí” instalou um Sistema Fotovoltaico (SFV) na Escola Contentamento em Oeiras – PI, que pode ser visualizado na Fig.4. Utilizando o monitoramento online do inversor e o Software PVSYST, foi feito um estudo técnico-econômico com o intuito de levantar os benefícios que o SFV trouxe para a escola.

Foi usado como metodologia, a análise da quantidade de energia injetado na rede coletada via web pelo sistema de monitoramento do fabricante do inversor, juntamente com dados de energia injetada simulados no PVSYT. A simulação levou em consideração a orientação noroeste dos módulos, e a inclinação de 20 graus do telhado onde os módulos foram instalados.

Figura 4 – Construção de um forno solar pelos estudantes (à esquerda) e equipe formada para realização das provas da gincana (à direita).

O SFCR instalado é composto por 22 módulos de 340 Wp instalados do modelo RSM 144-6-340P, certificado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) como classe A em eficiência energética. Foram instalados na Escola do Contentamento um inversor modelo RENO-5K-PLUS. O sistema fotovoltaico é composto por dois arranjos e duas strings, o arranjo 1 possui 11 módulos, e é constituído de uma string, conectada na MPPT 1. No arranjo 2 temos uma string de 11 módulos cada conectada na MPPT 2, totalizando assim no total 7,48 kWp.

Para esta análise, o SFCR foi modelado e simulado usando o software PVSYST. O objetivo principal desta simulação é determinar o rendimento anual de energia e a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico projetado. A produtividade final é representada pela notação YF, sendo ECA é a energia total injetada na rede CA, e PPVnom a potência nominal do sistema, conforme Eq. (1).

$$\mathrm{YF} = \frac{\mathrm{ECA}}{\mathrm{PPVnom}} \tag{1}$$

O desempenho global, é representado pela notação PR, sendo GSTC a irradiância nas condições padrão de teste (1.000 W/m²) e HS a irradiação total no plano do SFV, conforme Eq. (2).

$$\mathrm{PR} = \frac{\mathrm{ECA\ x\ GSTC}}{\mathrm{PPVnom\ x\ HS}} \quad (2)$$

A viabilidade econômica de um SFCR participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica depende da sua capacidade de gerar economia mensal nos gastos com a fatura de energia elétrica. Assim, para se fazer uma comparação entre as alternativas de investimento é preciso uma análise considerando as alterações das taxas ao longo do tempo, dessa forma os critérios de avaliação econômica a serem utilizados devem considerar essas atualizações no decorrer do tempo (MOREIRA et al, 2018). Neste trabalho, para a verificação de viabilidade econômica será utilizado o Valor Presente Líquido (VPL) e o Payback Descontado (PD).

A análise pelo método VPL tem como finalidade calcular o impacto dos eventos futuros associados ao investimento. Dessa forma é possível ver se o investimento vale mais do que custa para os financiadores (MOREIRA et al, 2018). A Eq. 3 mostra a expressão que define o VPL, onde quando o VPL > 0 significa que o projeto trouxe algum retorno financeiro.

Sendo, I (R$) - Investimento Inicial; k - Custo de capital; FCt (R$) - Fluxo de caixa no t-ésimo período;

$$VLP = -I + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (3)$$

Payback Descontado (PD) tem como objetivo descobrir o tempo de recuperação de um investimento. O resultado mostra a quantidade de anos que vai demorar até que o valor presente líquido (VPL) previstos se iguale ao investimento inicial. A Eq. 4 mostra a expressão que define o PD. Sendo I (R$) - Investimento Inicial; k - Custo de capital; FCt (R$) - Fluxo de caixa no t-ésimo período.

$$I = \sum_{t=1}^{T} \frac{FC_t}{(1+i)^t} = \frac{FC_1}{(1+k)^1} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \cdots + \frac{FC_T}{(1+k)^T} \quad (4)$$

4. RESULTADOS TÉCNICOS

A geração do sistema, colhida via monitoramento dos inversores entre abril/2021 e Novembro/2021, e a gerações simuladas via PVSYST podem ser observadas na Fig. 4.

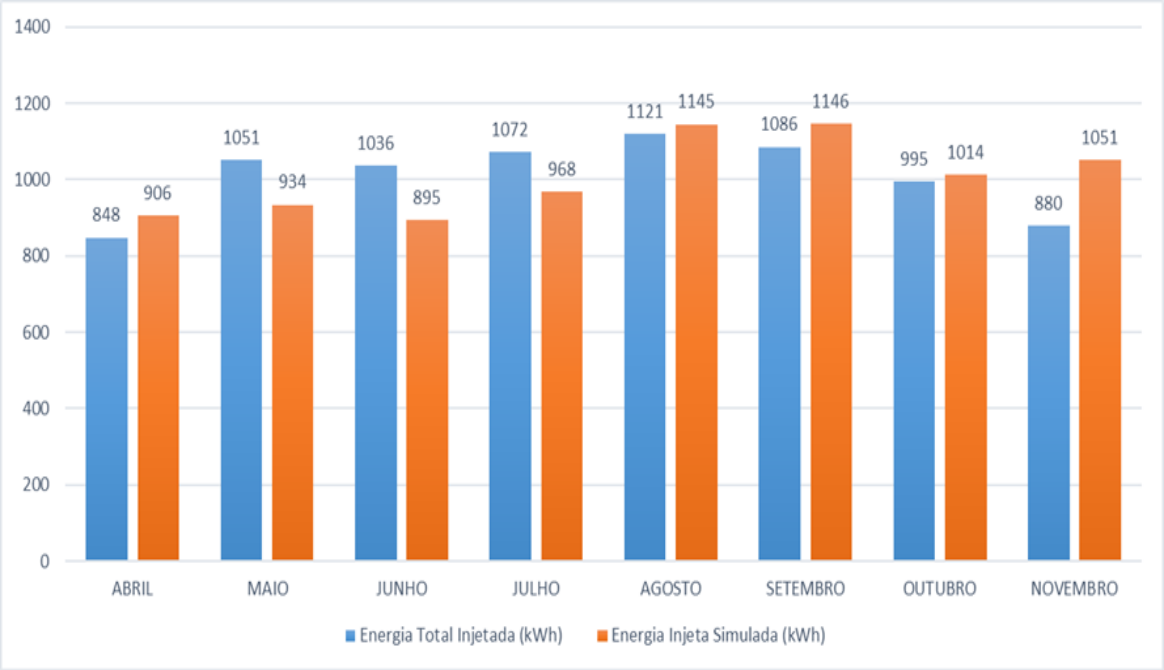


Figura 4 – Energia Total Injeta Medida e Energia Injetada Simulada.

De posse da energia injetada na rede, da energia injetada simulada do inversor, potência nominal do FV e irradiação total no plano do FV (durante os meses analisados), é possível calcular os parâmetros de desempenho, apresentados na Tab. 2, obtidos com as Eq. 1 e Eq. 2. Na Tab. 2, também pode ser visto um comparativo desses índices de desempenho com outro sistema também instalado em uma instituição pública de ensino localizado na cidade de Floriano - PI a 115 km de Oeiras. Morais et al (2019) apresenta os resultados referentes ao SFCR de 171,60 kWp, monitorado por 12 meses, que se encontra instalado nas dependências do Instituto Federal do Piauí de Floriano (IFPI – FLORIANO).

Tabela 2 – Parâmetros de Desempenho do SFCR da Escola Contentamento.

Parâmetro De Desempenho	Com Energia Medida	Com Energia Simulada	SFCR IFPI - Floriano
Potência Instalada (kWp)	7,48	7,48	171,60
Energia Injetada (kWh)	8089	8059	256.218,8
Produtividade Final (kWh/kWp)	1081,48	1077,41	1.493,1
Desempenho Global (%)	81,25	80,95	73,54

A análise de viabilidade econômica do sistema implantado pelo projeto Escolas Solares é mostrada na Tab. 3. Essa análise considera a geração prevista para um ano (11507 kWh), as médias da inflação acumulada dos últimos dez anos 5,715% (IBGE, 2021), o valor do kWh com impostos fornecido pela Equatorial Piauí nas faturas de energia (R$ 1,0417) e dos últimos oitos reajustes das tarifas de energia no estado do Piauí 7,85% (ANEEL, 2021). Porém nessa análise não se considerou os custos de manutenção e a diminuição da produção de energia.

Tabela 3 – Análise de viabilidade econômica do SFCR da Escola Contentamento em Oeiras - PI.

Característica	Valor
Potência Instalada	7,48 kWp
Investimento Inicial	R$ 40.000,00
Economia de Energia Anual	R$ 11.986,84
Inflação Média	5,715 %
Reajuste Anual da Tarifa de Energia	7,87 %
Vida Útil	25 anos
Valor Presente Líquido	R$ 325.219,60
Payback	5 anos

5. CONCLUSÕES

Os materiais didáticos para uso em sala de aula e as atividades desenvolvidas ao longo dos anos de atuação do projeto tiveram retornos positivos dentro das escolas, contribuindo para um aumento de parcerias entre a universidade e a comunidade, com a possibilidade de expansões para toda a rede municipal e projetos futuros para desenvolvimento de atividades em todo o estado e comunidade interna da universidade. A análise de viabilidade do sistema fotovoltaico instalado na Escola Contentamento em Oeiras - PI demonstrou que esta cidade possui viabilidade técnica para a instalação de sistemas fotovoltaicos. A produtividade final do SFCR da Escola Contentamento se comparado ao SFCR do IFPI – Floriano que foi avaliado por um ano, foi menor devido ao fato do sistema ter sido avaliado somente por oito meses. Entretanto para o Desempenho Global o sistema da Escola Contentamento apresentou uma taxa maior, o que indica que ele pode superar a produtividade do sistema do IFPI - Floriano ao final de um ano de avaliação. Este trabalho comtemplou uma análise da viabilidade econômica em instalar um sistema fotovoltaico com o intuito de reduzir os custos com energia elétrica. Logo, a instalação de um SFCR na escola mostrou-se extremamente atrativa com um VPL de R$ 325.219,60 e de rápido retorno, com um payback de 5 anos. Uma futura expansão do SFCR, para aumentar ainda mais a redução da conta de energia, deve ser ainda mais atrativa. Com base nessa análise podemos confirmar que o projeto tem viabilidade econômica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em fev/2022.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Geração Distribuída. Disponível em < http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em fev/2022.

Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil – Censo IBGE 2010. Disponível em:

<http://www.atlasbrasil.org.br/consulta/planilha>. Acesso em jun/2022.

BÜHLER, A. J.; GABE, I. J.; SANTOS, F. H. DOS. Uma Revisão Sobre As Tecnologias Fotovoltaicas Atuais, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.

IEA - International Energy Agency, 2021. Solar - Fuels & Technologies. Disponível em < https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar >. Acesso em jun/2022.

MORAES, A. M. A difusão do acesso à água com sistemas fotovoltaicos de bombeamento no semiárido brasileiro - Tese de Doutorado, 2015.

MORAIS, F. H.; MORAES, A. M.; BARBOSA, F. R. Technical-economic analysis of the first mini-generation photovoltaic system of Piauí, Brazil, IEEE Latin America Transactions, 2019.

MOREIRA, H. L.; BASTOS, A. M.; SANTOS, R. B. Análise comparativa da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e eólicos para microgeração de energia elétrica, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 2018.

XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Os desafios do Planejamento Energético
24 a 26 de agosto de 2022

DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS PARA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULOS ELÉTRICOS

Moises Machado Santos[1]; Mauricio Campos[1]; Paulo Sausen[1]; Mauricio Sperandio[2]

[1]*Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul;*
[2]*Universidade Federal de Santa Maria*

RESUMO

A mobilidade elétrica impõe às redes elétricas um aumento de demanda de potência, que se caracteriza por ser variável tanto no tempo quanto no espaço, associada ao carregamento das baterias. Adicionalmente, as variabilidades intrínsecas das fontes de geração renováveis, sobretudo solar, aumentam de forma expressiva as incertezas atreladas à operação dos sistemas elétricos. Desta forma, a presente pesquisa objetiva estudar de impactos da difusão de sistemas de geração fotovoltaicos (PVs) e de veículos elétricos (VEs). Para cumprir com esse propósito são empregados indicadores probabilísticos de desempenho para análise de um sistema real, utilizando técnicas de simulação de Monte Carlo. Os resultados obtidos sinalizam a degradação das condições operacionais do sistema à medida que se eleva o nível de penetração de sistemas PVs e VEs. Em especial, identificaram-se elevada probabilidade de ocorrências de sobretensões, assim como de sobrecargas em transformadores de distribuição e condutores.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica; Veículos Elétricos; Indicadores Probabilísticos de Desempenho.

ABSTRACT

Electric mobility imposes on electrical networks an increase in power demand, which is characterized by being variable both in time and space, associated with the charging of batteries. In addition, the intrinsic variability of renewable energy generation, especially photovoltaic generation increase significant uncertainties

related to the operation of electrical systems. Thus, this research aims to study the impacts of photovoltaic generation systems (PVs) and electric vehicles (EVs) on a real system. To comply with this purpose, probabilistic performance indicators are used for analysis of a system, using Monte Carlo simulation techniques. The results obtained signal the degradation of the operating conditions of the system as the level of penetration of PVs and EVs systems increases. In particular, possible overvoltage was identified, as well as overloads in distribution transformers and conductors.

Keywords: Photovoltaic Generation; Electric Vehicles; Probabilistic Performance Index

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia em todo o mundo estão passando por mudanças significativas, impulsionadas principalmente por três tendências de escala global: a digitalização; a descarbonização; e a descentralização. Em especial, as tendências de descarbonização se encontram inseridas em um contexto de substituição de fontes de energia oriunda de combustíveis fósseis por energia de fontes renováveis. As repercussões dessa tendência no setor elétrico é o uso das energias alternativas distribuídas, principalmente a eólica e a solar fotovoltaica (PV), bem como o aumento da mobilidade elétrica.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia (IEA – do inglês: *International Energy Agency*), prevê-se um aumento de 50% (1.220 GW) de capacidade de geração de energia elétrica renovável até 2024 (EIA, 2020). Dentre as tecnologias de geração renovável, a PV assume papel de protagonista, sendo responsável por quase 60% (700 GW) de toda a expansão da capacidade renovável. Em particular no Brasil, a geração fotovoltaica passou de uma promessa e se transformou em realidade. Segundo as projeções da EPE (2019) haverá 1,3 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída fotovoltaica, totalizando 11,4 GW.

Em relação à mobilidade elétrica, a IEA apresenta um estudo detalhado de prospecção da expansão de veículos elétricos (VEs) até 2030 (IEA, 2020a).

O estoque global de VEs (excluindo veículos de duas / três rodas) expande de cerca de 8 milhões em 2019 para 50 milhões em 2025 e, aproximadamente, 140 milhões até 2030, correspondendo a uma taxa média de crescimento anual próxima a 30%. Como este aumento contínuo na participação nas vendas, os VEs devem representar cerca de 7% da frota global de veículos em 2030. No Brasil, o desenvolvimento da mobilidade elétrica, ainda, encontra-se em fase incipiente. No primeiro trimestre de 2022, as vendas de veículos elétricos leves atingiram o número de 9.844 unidades, contra 4.582 no mesmo período de 2021 (ABVE, 2022). Deste total de VEs leves, 6.711 são HEV (elétricos híbridos), 1.845 são PHEV (elétricos híbridos plug-in) e 1.288 do tipo BEV (elétricos 100% a bateria) ABVE (2022).

Neste contexto de contínua expansão de PVs e VEs é fundamental garantir a flexibilidade operacional, que se refere à capacidade de um sistema de energia de manter serviço contínuo em face de oscilações rápidas e grandes na oferta ou demanda qualquer que seja a causa. Desse modo, este trabalho realiza um estudo de caso. Especificamente, busca-se identificar os impactos da difusão de sistema de geração PVs e de VEs no sistema de distribuição do munícipio de Ijuí, de modo a planejar medidas adequadas para apoiar a expansão e a operação do sistema local.

2. CARACTERÍSTICAS GERAIS DO ESTUDO DE CASO

O sistema elétrico de distribuição da área urbana da cidade de Ijuí, localizado na região noroeste do Estado do Rio Grande de Sul (Figura 1), é atendido pelo Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI), que é uma concessionária pública de distribuição de energia elétrica, que tem trabalhado em parceria neste trabalho de investigação. Mais informações sobre a distribuidora por ser obtidas em www.demei.com.br.

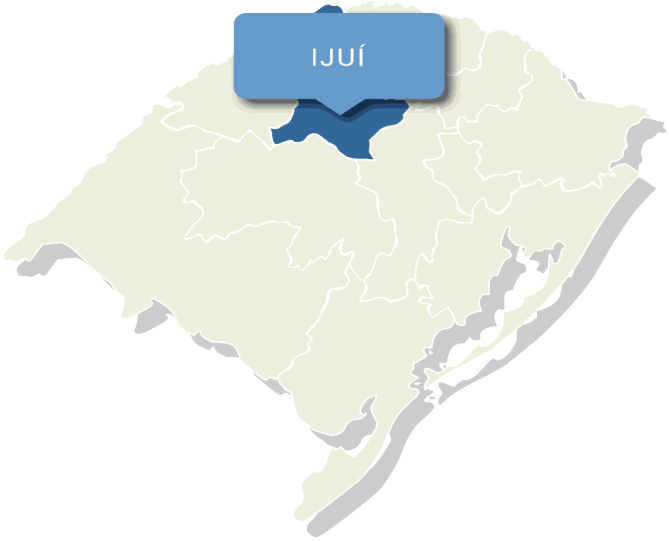


Figura 1 – Ilustração da localização do município de Ijuí/RS

Atualmente, o DEMEI possui 33.994 consumidores atendidos em uma área de concessão de 45 km². Até o mês de março de 2022 se encontravam conectados ao sistema de distribuição do DEMEI 1.232 sistemas de mini e microgeração distribuída (MMGD) fotovoltaicos, totalizando 8.862 kWp de potência instalada. Esse crescimento acelerado da capacidade instalada traz desafios relevantes e requer diferentes medidas para apoiar o planejamento e operação do sistema.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

A partir de dados disponibilizados pelo DEMEI, procedeu-se à modelagem da rede elétrica no software OpenDSS (*The Open Distribution System Simulator*), desenvolvido em 1997 pela EPRI. (*Electric Power Research Institute*) (DUGAN, 2018). Levaram-se em conta na modelagem os parâmetros das redes de distribuição de média tensão (23kV) e de baixa tensão (380/220 V), os modelos de transformadores distribuição com suas conexões, tensão, potência, bem como os reguladores de tensão, os bancos de capacitores shunt, os modelos de cargas e, em especial, os sistemas de PVs e os VEs.

3.1. Parâmetros gerais e premissas

A primeira etapa da metodologia consiste na leitura de todas as variáveis e constantes para realização dos cálculos, sendo que dentre essas, vale citar: características dos PVs e dos VEs, limites de níveis de tensão e desequilíbrios de tensão, capacidade de carregamento de transformadores e condutores, dentre outras informações para caracterizar adequadamente o sistema de distribuição em análise.

3.2. Definição de cenários de penetração de PVs e VEs

A evolução do índice de penetração dos PVs considera os dados históricos da distribuidora e a aplicação do método de difusão de sistema de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) da EPE, denominado “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD)” (MME, 2018). Até o momento de elaboração deste trabalho não há consumidores adotantes de VEs no município de Ijuí. Desse modo, prospecta-se o início de inserção de VEs no ano de 2024, com índice de penetração de 2%, seguido de 5% e 10% em 2025 e 2026, respectivamente, baseados nas projeções internacionais de IEA (2020a).

3.3. Simulações de Monte Carlo

As técnicas de Simulações de Monte Carlo (SMC) são muito flexíveis, permitindo a representação de inúmeros aspectos do funcionamento dos sistemas que às vezes os modelos analíticos têm dificuldade em capturar (MIRANDA, 2015). Tal característica possibilita avaliar diferentes impactos variando os níveis de penetração de PVs e de VEs, a partir de variáveis de entrada aplicadas ao modelo determinístico. Desse modo, é possível obter a resposta do sistema em função do comportamento estocástico da geração de PVs e ciclo de recarga de VEs e da demanda, conforme ilustrado na Figura 2.

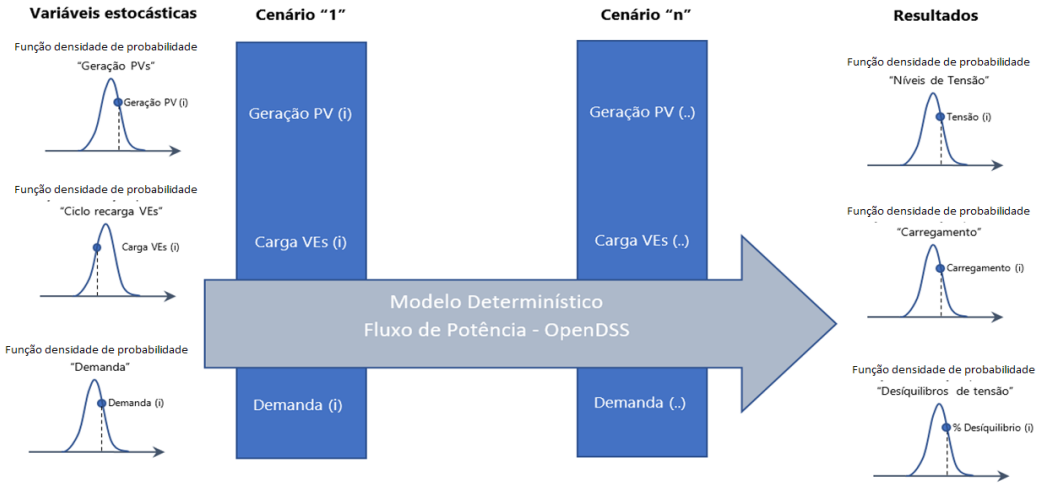


Figura 2 – Estratégica de simulação de Monte Carlo

A avaliação dos impactos faz uso de funções de densidade de probabilidade (fdp) de geração PVs, demanda e de carregamento de VEs. Essas informações servem como dados de entrada para o cálculo do fluxo de potência probabilístico, que determinará as condições de operação do sistema elétrico.

3.4. Índices de desempenho

Os índices de desempenho probabilísticos considerados são a seguir detalhados:

i. Probabilidade de Subtensão (PQT): estabelece a probabilidade de ocorrência de subtensão, ou seja, tensão inferior a 0,95 pu.

$$fpc_v(0{,}95) = P(v < 0{,}95pu) = \int_{-\infty}^{0{,}95} fdp_v(x)dx \quad (1)$$

$$PQT = 1 - fpc_v(0{,}95) \quad (2)$$

em que fpc_v é a função de densidade de probabilidade acumulada de níveis de tensão; e fdp_v é a função de densidade de probabilidade de níveis de tensão.

ii. Probabilidade de Sobretensão (PST): estabelece a probabilidade de ocorrência de sobretensão, ou seja, tensão superior a 1,03 pu.

$$PST = P(v > 1{,}03) = \int_{1}^{\infty} fdp_v(x)dx \quad (3)$$

em que fpc_v é a função de densidade de probabilidade de níveis de tensão.

iii. Probabilidade de Violação do Fator de Potência (PFP)**:** estabelece a probabilidade de ocorrência de violação do fator de potência, ou seja, tensão inferior a 0,92 pu.

$$fp(0{,}92) = P(fp < 0{,}92pu) = \int_{-\infty}^{0{,}92} fdp_{fp}(x)dx \quad (4)$$

$$PQT = 1 - fpc_{fp}(0{,}92) \quad (5)$$

em que fpc_{fp} é a função de densidade de probabilidade acumulada do fator de potência; e fdp_{fp} é a função de densidade de probabilidade do fator de potência.

iv. Probabilidade de Sobrecarga (PSC): estabelece a probabilidade de ocorrência de sobrecarga em transformadores e condutores ao longo da rede

$$PSC = P(c > 1) = \int_{1}^{\infty} fdp_c(x)dx \quad (6)$$

em que fdp_c é a função de densidade acumulada do carregamento de transformadores e condutores ao longo da rede de distribuição. Neste estudo, considerou a capacidade nominal (1 pu) como o limite de carregamento.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida. Um dos circuitos alimentadores primários do sistema de distribuição de energia do DEMEI é considerado no estudo.

4.1. Critérios e premissas

Na representação dos VEs na rede é considerada exclusivamente a inserção de VEs puros (*plug-in*). O horário de conexão de VEs é modelado através de uma fdp normal, com média 18hs e desvio padrão 0,5 hs do instante de início da recarga (horário de retorno da viagem habitual do motorista). A distância diária percorrida pelos VEs também é modelada por uma fdp, com média de 40 km e desvio padrão de 4 km.

As demais premissas consideradas compreendem:

i. a recarga tem características residenciais através de carregador embarcado no próprio veículo;
ii. todas as barras estão sujeitas à conexão de recarga de VEs;
iii. supõe-se o restabelecimento do SOC da bateria do veículo independentemente da preservação de sua vida útil;
iv. o modelo V2G (Vehicle-to-Grid) não é explorado neste trabalho; e
v. sistema de recarga considera o VE modelo Nissan Leaf, cuja potência é de 3,6 kW e o rendimento de 83%.

Os cenários analisados consideram os seguintes índices de penetração de PVs e VEs:

i. cenário de base: sem conexão de PVs e VEs (ano 2022);
ii. cenário A (2022): índice de penetração de 8,25% de PVs sem VEs;
iii. cenário B (2023): índice de penetração de 12,2% de PVs sem VEs;
iv. cenário C (2024): índice de penetração de 15,3% de PVs e 2% de VEs.;
v. cenário D (2025): índice de penetração de 18% de PVs e 5% de VEs; e
vi. cenário E (2026): índice de penetração de 25,4% de PVs e 10% de VEs.

As restrições operacionais se baseiam em nos limites definidos em ANEEL (2021). A seguir são apresentados os resultados e discussões de cada cenário avaliado.

4.2 Análises de cenários

No cenário de base é considerado alimentador sem inserção de PVs e VEs. Os resultados obtidos neste cenário indicam a probabilidade nula de violações de limites de tensão, assim como de fator de potência e de carregamento de transformadores de distribuição e condutores. Por outro lado, no cenário A são considerados os PVs atualmente instalados no circuito alimentador em estudo, cuja potência total é de 1.504,8 kWp. Na Figura (3), apresentam-se a geração de potência dos sistemas PVs, considerando os dados históricos de monitoramento de irradiação e temperatura.

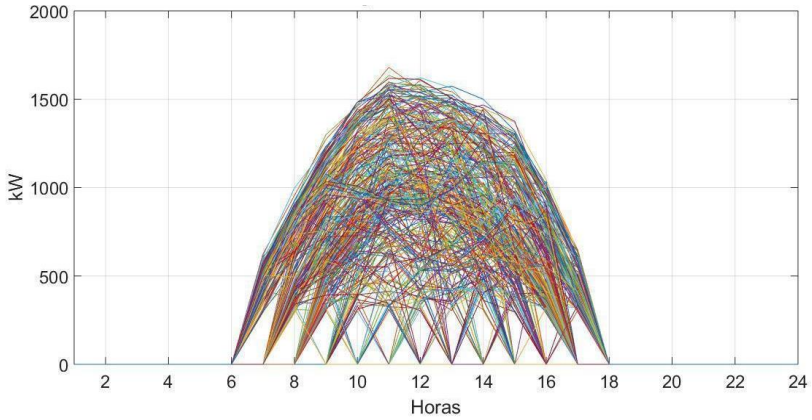


Figura 3 – Geração dos sistemas PVs - cenário A

Neste cenário, não são identificadas violações de limites de tensão, assim como de desequilíbrio de tensão e de fator de potência. No entanto, verificam-se sobrecargas no sistema, como por ser observado na Figura (4).

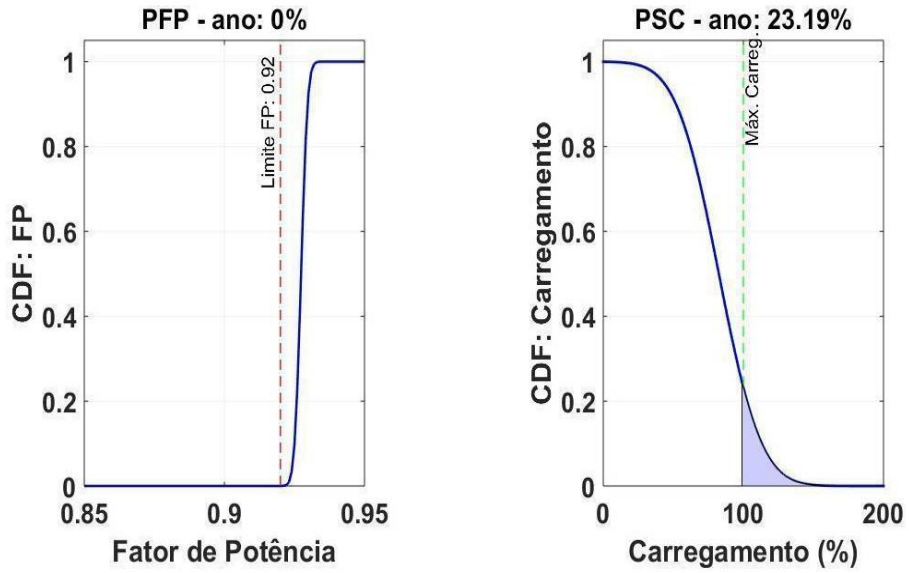


Figura 4 – CDF violação do limite de fator de potência e de sobrecarga – cenário A

Os resultados indicam a probabilidade de 23,19% de ocorrência de sobrecarga em transformadores de distribuição e condutores ao longo do AL-13. No cenário B, à medida que o índice de penetração de sistemas PVs aumenta, a probabilidade de ocorrências de sobrecargas também aumenta, conforme pode ser observado nas Figuras (5).

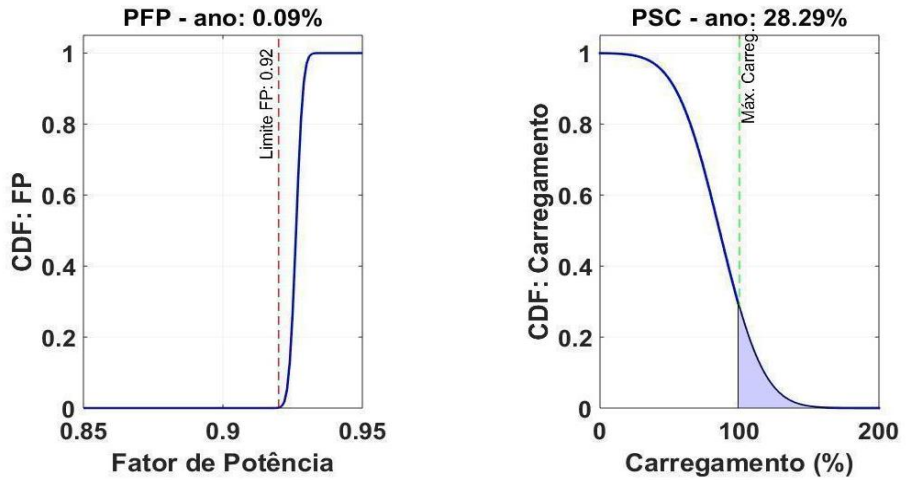


Figura 5 – CDF violação do limite de fator de potência e de sobrecarga – cenário B

Neste caso tem a probabilidade de ocorrência de sobrecarga (PSC) de 28,29% e a probabilidade de ocorrência de violação de fator de potência (PFP) de 0,09%. A partir do ano de 2024 (cenários C, D e E) as condições operacionais se degradam ainda mais e são identificados, além de sobrecargas, sobretensões ao longo da rede secundária do AL-13, conforme sintetizado na Tabela (1).

Tabela 1 – Síntese dos indicadores de desempenho

Cenário	Índice penetração PVs (%)	Índice penetração VEs (%)	PQT (%)	PST (%)	PFP (%)	PSC (%)
Base	0	0	0	0	0	0
A	8,85	0	0	0	0	23,19
B	12,2	0	0	0	0,09	28,29
C	15,3	2	0	0	1,15	36,31
D	18	5	0	4,41	5,62	43,85
E	25,4	10	0	25,47	33,34	65,74

No cenário D, a probabilidade de ocorrência de sobretensões (PST) na rede secundária de distribuição é de 4,14%. Na rede primária de distribuição (média tensão) não são identificadas violações de níveis de tensão. As probabilidades de ocorrências de sobrecargas (PSC) e violações de fator de potência (PFP) se elevam para 43,85% e 5,62%, respectivamente. No cenário “E”, as condições operacionais degradam significativamente. Neste caso, a probabilidade de ocorrência de sobretensões (PST) é 25,47%. As probabilidades de ocorrências de sobrecargas (PSC) e violações de fator de potência (PFP) se elevam para 65,74% e 33,34%, respectivamente. Neste cenário, também não são verificadas violações de tensão na rede primária de distribuição.

5. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos sinalizam a degradação das condições operacionais do sistema em regime permanente à medida que se eleva o nível de penetração de sistemas PVs. Em especial, identificaram-se possíveis sobretensões na rede elétrica de baixa tensão, assim como de sobrecargas em transformadores de distribuição e condutores ao longo do alimentador AL-13. Adicionalmente, verificaram-se violações de fator de potência, em relação ao valor de referência. No cenário mais crítico (cenário E), a probabilidade de ocorrência de sobretensões na rede baixa tensão (PST) é de 25,47% e as probabilidades de ocorrência de sobrecargas (PSC) e de violações de fator de potência (PFP) se elevam para 65,74% e 33,34%, respectivamente.

Em relação aos VEs, não foram identificados impactos consideráveis no até o ano de 2026, possivelmente em função dos leves índices de penetração de VEs considerados. Os índices de penetração de VEs avaliados levaram em consideração o fato de não haver adotantes de VEs no município de Ijuí, atualmente. Contudo, a ampla adoção de VEs esperada pode ser realmente desafiadora para a adequação e a operação segura do sistema elétrico, tais como problemas de congestionamento em redes já muito carregadas, problemas de baixa tensão e o aumento de perdas de energia elétrica.

Em termos gerais há duas principais abordagens para acomodar a difusão massiva de PVs e VEs pelas redes de distribuição, evitando os problemas acima mencionados. A primeira abordagem, e a mais dispendiosa financeiramente, é reforçar as infraestruturas de rede de forma que possam acomodar qualquer cenário de penetração de PVs e VEs. A segunda abordagem, e a mais promissora, é promover sinergia entre o conceito de redes inteligentes e os PVs e VEs, de modo a desenvolver funcionalidades capazes de controlar os ciclos de recarga de VEs e de operação de PVs de acordo com as necessidades da rede e os requisitos de seus proprietários. Esses aspectos trazem novas possibilidades de estudos para o sistema de distribuição de energia elétrica do município de Ijuí.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABVE. Associação Brasileira do Veículo Elétrico. “Distribuição do mercado de eletrificados por motorização no Brasil – primeiro trimestre de 2022”, 2022. Disponível em:<http://www.abve.org.br/eletrificados-em-alta-115-no-1o-trimestre/#>. Acesso em 03.05.2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica”, 2021. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em 15.03.2022.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS), Electric Power Research Institute, Apr. 2018.

EIA. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2020. Disponível em <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. Acesso em 10.03.2022.

EIA. Energy Information Administration. Global EV Outlook 2020. Disponível em <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>. Acesso em 12.04.2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Disponível em <http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a18d104e-4a3f 31a8-f2cf 382e654dbd20&groupId=36189>. Acesso em 10.03.2022.

MIRANDA, V. Fiabilidade em Sistemas de Potência- uma Introdução, FEUP Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015.

MME. Ministério de Minas e Energia. Modelo de mercado de micro e minigeração distribuída (4MD). Empresa de Pesquisa Energética - EPE: Nota Técnica EPE 028/2018.

DESENVOLVIMENTO DE UMA NOVA FERRAMENTA PARA ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO NO SOFTWARE PSP-UFU: UMA PLATAFORMA GRATUITA E DE CÓDIGO ABERTO PARA ESTUDOS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Samuel Souto de Oliveira[1], Geraldo Caixeta Guimarães[1], Thales Lima Oliveira[1]

[1]*Universidade Federal de Uberlândia*

RESUMO

Nos últimos anos vários índices de estabilidade de tensão têm sido desenvolvidos e implementados em programas de simulação de sistemas elétricos de potência com o intuito de auxiliar a análise do problema de instabilidade de tensão, resultando na criação de novas ferramentas computacionais capazes de aprimorar o planejamento e a operação do sistema. Seguindo esta proposta, o presente trabalho tem por objetivo implementar três índices de estabilidade de tensão dentro do programa PSP-UFU e verificar qual destes possui o melhor desempenho, quando submetidos a análise dinâmica. O estudo é aplicado a dois casos, sendo o primeiro um sistema radial de três barras e o segundo o sistema *IEEE* 14 barras. Os testes são realizados através de incrementos sucessivos de carga em um determinado barramento até que a tensão deste se torne a instável.

Palavras-chave: Índices de estabilidade de tensão; Sistemas de potência; Simulador dinâmico; Análise de sensibilidade; PSP-UFU.

ABSTRACT

In recent years, several voltage stability indices have been developed and implemented in electrical power systems simulation software to help the analysis of the voltage instability problem, resulting in the creation of new computational tools capable of improving the system planning and operation. Following this proposal, the present work aims to implement three voltage stability indices within the PSP-UFU software and verify which of them shows the best performance,

when submitted to dynamic analysis. The study is applied in two cases, the first is a 3-bus radial system and the second the 14-bus IEEE system. The tests are carried out through successive increments of load on a given bus until its voltage becomes unstable.

Keywords: Voltage stability indices; Power systems; Dynamic simulator; Sensitivity analysis; PSP-UFU.

1. INTRODUÇÃO

Segundo a força conjunta, *IEEE/CIGRE* a estabilidade de tensão se refere à habilidade de um sistema de potência em manter a tensão em regime permanente em todos os barramentos depois de ser submetido a uma perturbação em referência a um dado ponto de operação. Assim, é imprescindível obter índices que visam facilitar a análise de estabilidade de tensão de um sistema elétrico. Esses coeficientes deverão ser capazes de medir a proximidade da instabilidade ou colapso de tensão, a quantidade máxima de carga para cada nó e identificar pontos sensíveis à instabilidade, auxiliando no planejamento e operação do sistema. Os índices aqui propostos são submetidos a análise dinâmica, viabilizando assim um estudo mais detalhado do sistema elétrico, sendo possível verificar como as alterações de carga impactam a estabilidade de tensão. (NAGESWA RAO; VIJAYA; KOWSALYA, 2021)(OUKENNOU; SANDALI, 2017)(ZAHEB *et al.*, 2020)

Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo implementar uma nova ferramenta intitulada VSI (índices de estabilidade de tensão, do inglês “Voltage Stability Indices”), no software PSP-UFU, o qual é um programa livre e de código aberto. O PSP-UFU utiliza a linguagem C++ e atualmente realiza os seguintes estudos: fluxo de potência, curto-circuito, harmônicos, estabilidade transitória e dinâmica, sendo que os índices de estabilidade de tensão serão desenvolvidos no contexto desse último. Outros programas de computador como o MATACDC, MatDyn, MATPOWER, PSAT, VST, OpenDSS, PandaPower e DGY tool, são citados na literatura como opções de simuladores de sistemas elétricos de potência. Destaca-se, porém, que poucos são utilizados para

simulação de indicadores de colapso de tensão e um número ainda menor é livre e de código aberto, tornando o PSP-UFU uma ótima ferramenta a ser utilizada no âmbito do ensino e da pesquisa.(OLIVEIRA, 2016, 2019)

Este trabalho é organizado da seguinte maneira: na seção II, apresenta-se o método de classificação e os indicadores a serem utilizados; na seção III, descreve-se e a implementação dos índices de sensibilidade dentro do software PSP-UFU; na seção IV trata-se da metodologia de estudo de casos com um sistema radial de 3 barras e o sistema *IEEE* 14 barras, incluindo os resultados e análises; e, finalmente, na seção V conclui-se o assunto exposto apresentando a performance dos índices e destacando os mais eficazes.

2. FORMULAÇÃO DOS ÍNDICES

Desde 1920, sistemas de potência têm sido monitorados com a ajuda de índices que verificam a estabilidade de tensão, buscando maiores níveis de segurança e confiabilidade do sistema. Os mais recentes métodos aplicados mundialmente são: *singular value decompositon, energy function, continued power flow, sensitivity analysis methods, bifurcations theory, minimum eigenvalue, integrated transmission line transfer index (ITLTI), etc.* Cada método tem sua particularidade, em que pode ser empregado para um certo tipo de sistema e para outro não. Eles são elaborados para analisar barramentos, linhas ou um sistema em geral, necessitando portanto de uma análise mais aprofundada e cuidadosa quando se propõe realizar uma comparação entre eles.(NAGESWA RAO; VIJAYA; KOWSALYA, 2021)(OUKENNOU; SANDALI, 2017)(ZAHEB *et al.*, 2020)(DANISH *et al.*, 2019).

No parágrafo seguinte três indicadores sensitivos são apresentados, os quais resultam da relação entre incrementos ou variações dos seguintes parâmetros: tensão, potência ativa, reativa e aparente. (BARBUY, 2008); (HATZIARGYRIOU; VAN CUTSEM, 1994)

O primeiro indicador, $VSI1_i = \Delta V_i / \Delta Q_{ci}$, é obtido através da razão entre o decremento de tensão ΔV_i, na i-ésima barra, pelo incremento de potência reativa consumida pela mesma barra ΔQ_{ci}.

O segundo indicador, $VSI2_i = \Delta V_i / \Delta P_{ci}$, é definido como o quociente entre o decremento de tensão ΔV_i, na i-ésima barra, pelo incremento de potência ativa consumida pela mesma barra ΔP_{ci}.

O terceiro indicador, $VSI3_i = \Delta V_i / \Delta S_{ci}$, é expresso como o quociente entre o decremento da tensão ΔV_i , na i-ésima barra, pelo incremento de potência aparente na i-ésima barra ΔS_{ci}.

Estes indicadores, consideram que devido ao limite máximo de transferência de potência em uma linha de transmissão, a tensão no barramento deverá cair à medida que se incrementa a potência consumida, portanto, próximo a instabilidade de tensão um mínimo aumento de carga levará a um grande afundamento de tensão. Enquanto o indicador for positivo o sistema será estável, a sensibilidade aumentará enquanto a carga aumentar e tenderá ao infinito quando sistema atingir a carga máxima.

3. IMPLEMENTAÇÃO DOS ÍNDICADORES NO PSP-UFU

O IDE (Ambiente de Desenvolvimento Integrado, do inglês *Integrated Development Environment*) utilizado para desenvolver a nova ferramenta, *VSI*, que utiliza indicadores incrementais, no estudo de estabilidade de tensão foi o Microsoft Visual Studio 2019, o qual foi utilizado em conjunto com o *framework* WxWidgets, necessário para gerar a GUI (Interface Gráfica do Usuário, do inglês *Graphical User Interface*) do programa (OLIVEIRA, 2019). A implementação dos indicadores no PSP-UFU é simples e rápida, pois o programa já realiza os cálculos dos parâmetros elétricos a serem utilizados (tensão e potência consumida em cada barramento) deixando para o desenvolvedor a tarefa de alterar somente duas classes já presentes no programa. A classe principal é a *Electromechanical*, local onde se deve definir as variáveis, calcular os índices e apontá-los para plotagem, a segunda classe, chamada *Workspace*, é acessada para definir as configurações de plotagem dos índices. Dentro da classe *Electromechanical* no método *SaveData*() são realizados os cálculos dos índices e após a obtenção dos valores corretos destes deve-se prosseguir para a

plotagem dos resultados. Ainda na classe *Electromechanical*, agora no método *RunStabilityCalculation*() são definidos quais índices devem ser plotados. Finalmente deve-se prosseguir para a classe *Workspace* e no método *RunStability*() implementar o código necessário para plotar os índices em todas as barras, independentemente do tamanho do sistema criado. A Figura 1 mostra o fluxograma dos índices implementados.

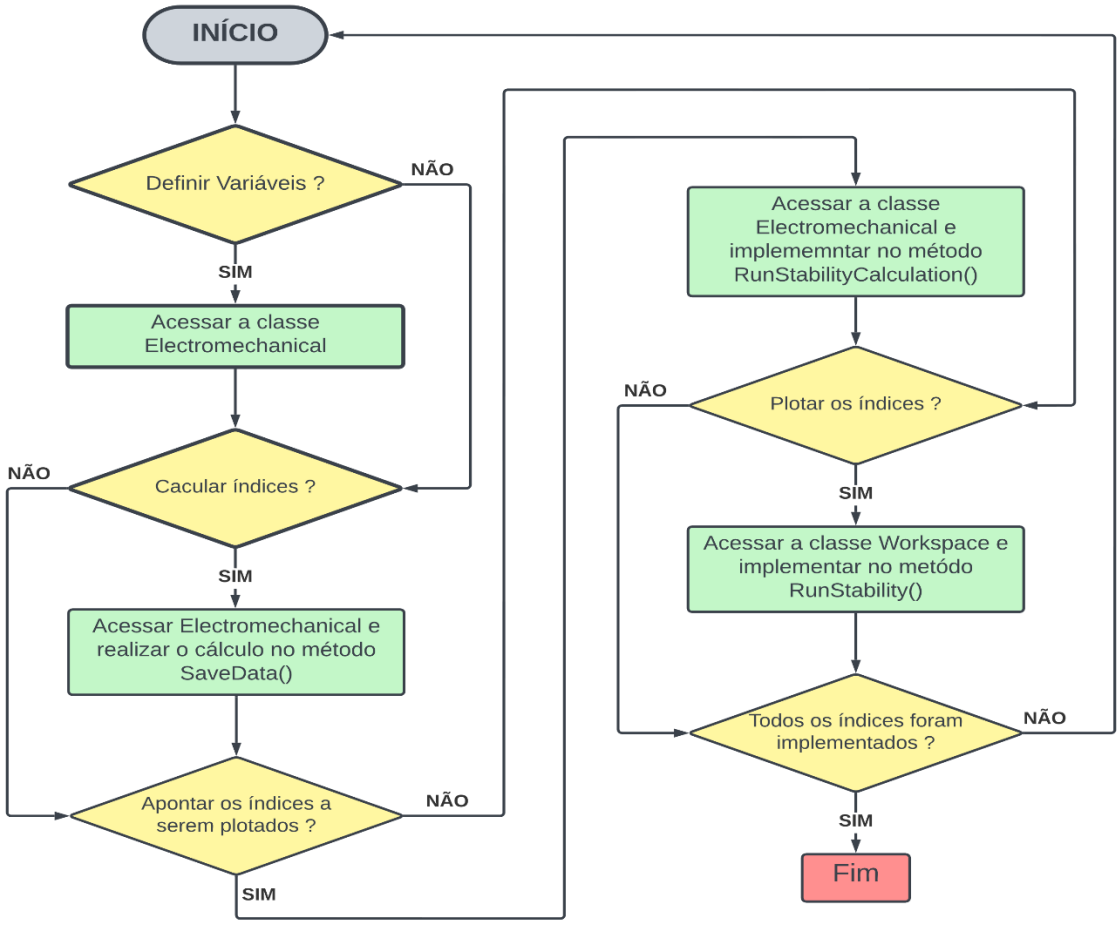


Figura 1 – Fluxograma implementação de índices. Autoria Própria.

4. ESTUDO DE CASO

Para analisar a eficácia dos indicadores em prever a instabilidade de tensão do sistema, foram simulados o sistema radial de 3 barras, Figura 2, e o

sistema 14 barras IEEE, Figura 4, em ambos os casos são realizadas as seguintes considerações:

i. Todas as cargas foram modeladas como cargas de potência constante.

ii. A Carga 0 estava inicialmente conectada ao barramento. As demais cargas eram inseridas em intervalos de 1 segundo. O valor de potência das cargas incrementadas era reduzido à medida que o barramento se aproximava da instabilidade ou colapso de tensão.

iii. Todas as cargas incrementadas possuíam fator de potência (fp) fixo, sendo as cargas do caso 1 com fp = 0,920 indutivo e cargas do caso 2 com fp = 0,948 indutivo.

iv. A potência base foi adotada igual a 100 MVA.

4.1 Simulação e Resultados.

A. Caso 1: Sistema de 3 barras - barramento infinito.

Com o intuito de modelar o barramento 1 da Figura 2, como infinito, a capacidade de geração assim como a inercia (H) foram especificados com valores altíssimos, enquanto a reatância de eixo direto X'_d com um valor baixo, e os demais parâmetros de estabilidade do gerador com valores nulos. Os parâmetros da linha e do transformador foram obtidos da referência (BARBUY, 2008) e possuem, respectivamente, os seguintes valores: (0,031 + j0,80)p.u. e (0,001 + j0,050) p.u.

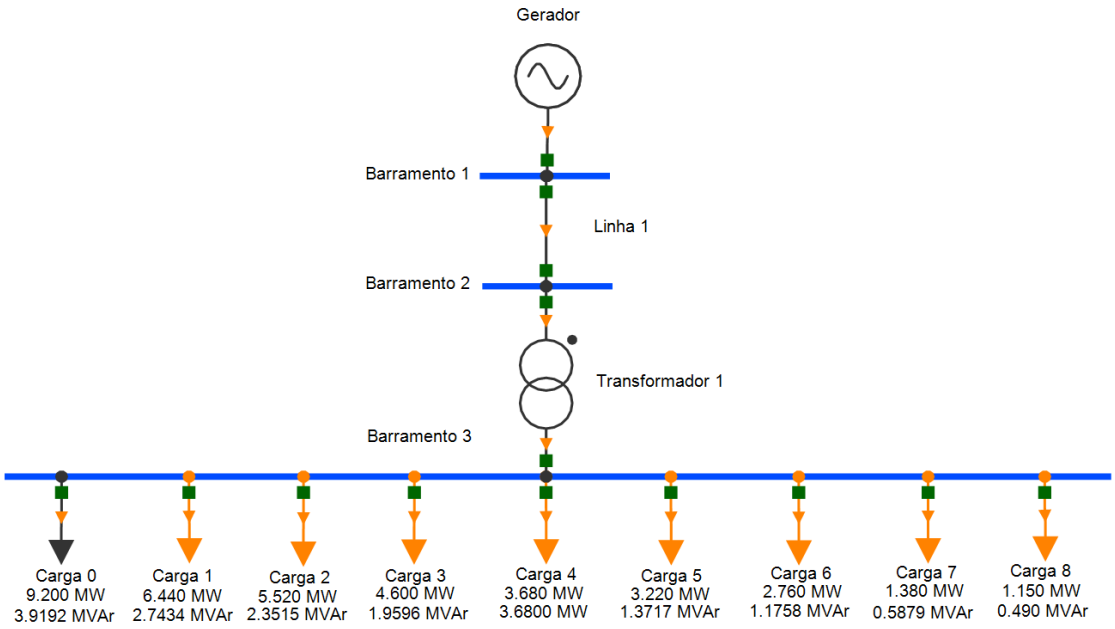


Figura 2 – Caso 1 - Sistema 3 barras - Com barramento Infinito. Autoria própria.

A análise da Figura 3, mostra em (a) que ao se incrementar carga ao barramento 3, a tensão cai até atingir a instabilidade, mostra em (b) que o reativo gerado cresce muito mais que o consumido na barra de carga, revelando que a impedância reativa a montante da carga está por absorver a maior parcela de potência reativa, causando uma deficiência de reativo no barramento de carga e consequente queda de tensão. Devido impedância de linha ser muito maior que a do transformador, pode-se dizer que o colapso de tensão ocorre devido a linha ter alcançado o ponto de máxima transferência de potência. De (c) até (e) os indicadores passam a aumentar, permitindo estabelecer uma relação entre o comportamento destes com o colapso de tensão. Em (f) têm-se os três indicadores normalizados versus a potência ativa consumida onde é possível notar que, os indicadores aumentam drasticamente, tendendo ao infinito, quando o limite máximo de carga é atingido, e prova a relação entre os indicadores aplicados ao caso em questão e a instabilidade de tensão, podendo ser usados, portanto, para antever o colapso de tensão. A normalização foi obtida através da divisão dos valores incrementais de cada indicador pelo seu primeiro valor, a fim de que no primeiro incremento todos fossem iguais a 1, viabilizando a

comparação. O fato do comportamento dos três serem iguais ocorre devido a $VSI1_i$ ser igual a $VSI3_i \cos\varphi$ e $VSI2_i$ ser igual a $VSI3_i \sin\varphi$, como o fator de potência é mantido constante, os termos seno e cosseno desaparecem mediante a divisão, intrínseca a normalização. (BARBUY, 2008)

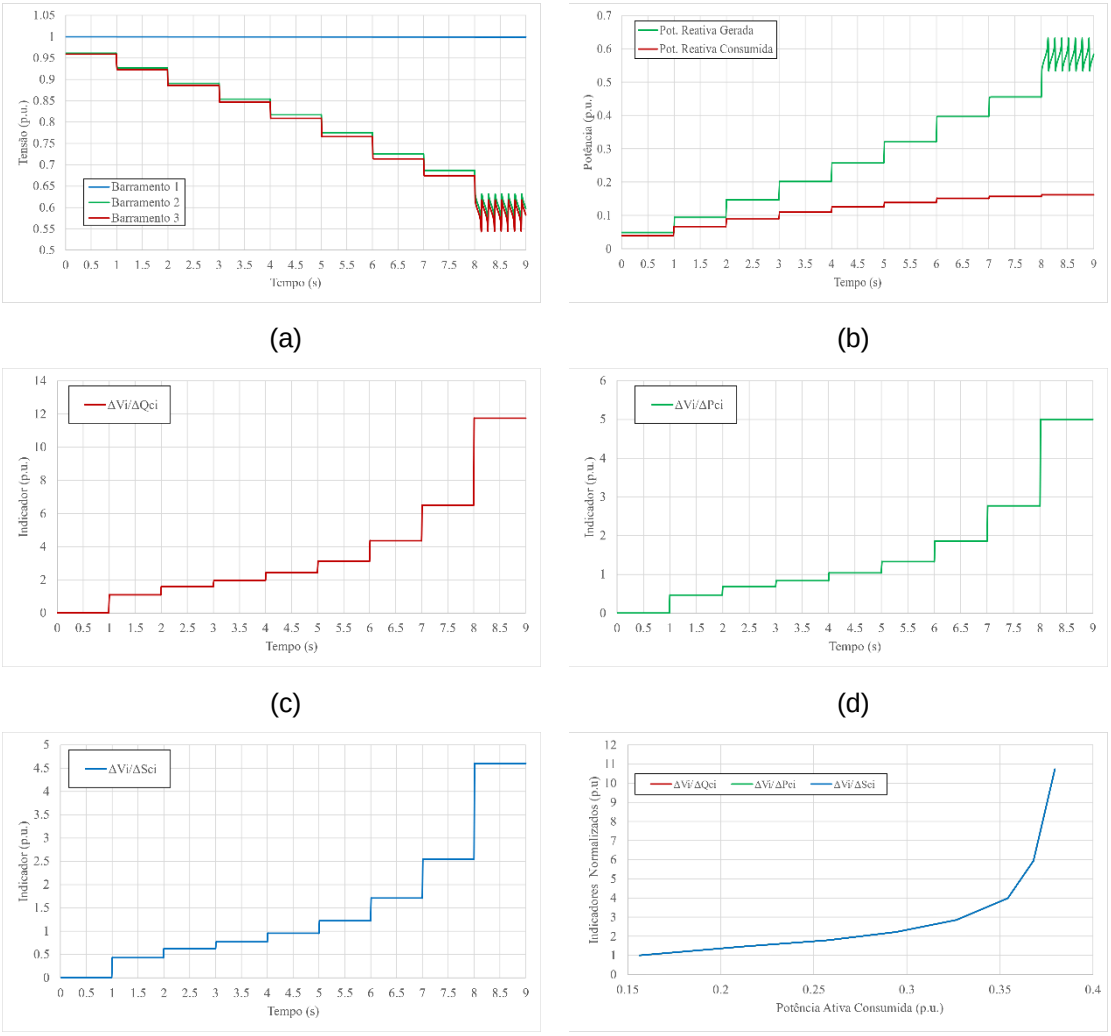


Figura 3 – Sistema 3 barras: (a) Tensões nos barramentos. (b) Comparação entre a potência reativa fornecida gerador e a potência reativa consumida na barra de carga. (c) Indicador 1, $\boldsymbol{VSI1_i = \Delta V_i/\Delta Q_{ci}}$, aplicado ao barramento de carga. (d) Indicador 2, $\boldsymbol{VSI2_i = \Delta V_i/\Delta P_{ci}}$, aplicado ao barramento de carga. (e) Indicador 3, $\boldsymbol{VSI3_i = \Delta V_i/\Delta S_{ci}}$, aplicado ao barramento de carga. (f) Comparação entre indicadores normalizados.

B. Caso 2: Sistema *IEEE* 14 barras.

Utilizando o sistema exemplo IEEE 14 barras, mostrado na Figura **4**, escolheu-se de forma aleatória o barramento 14 para acrescentar cargas.

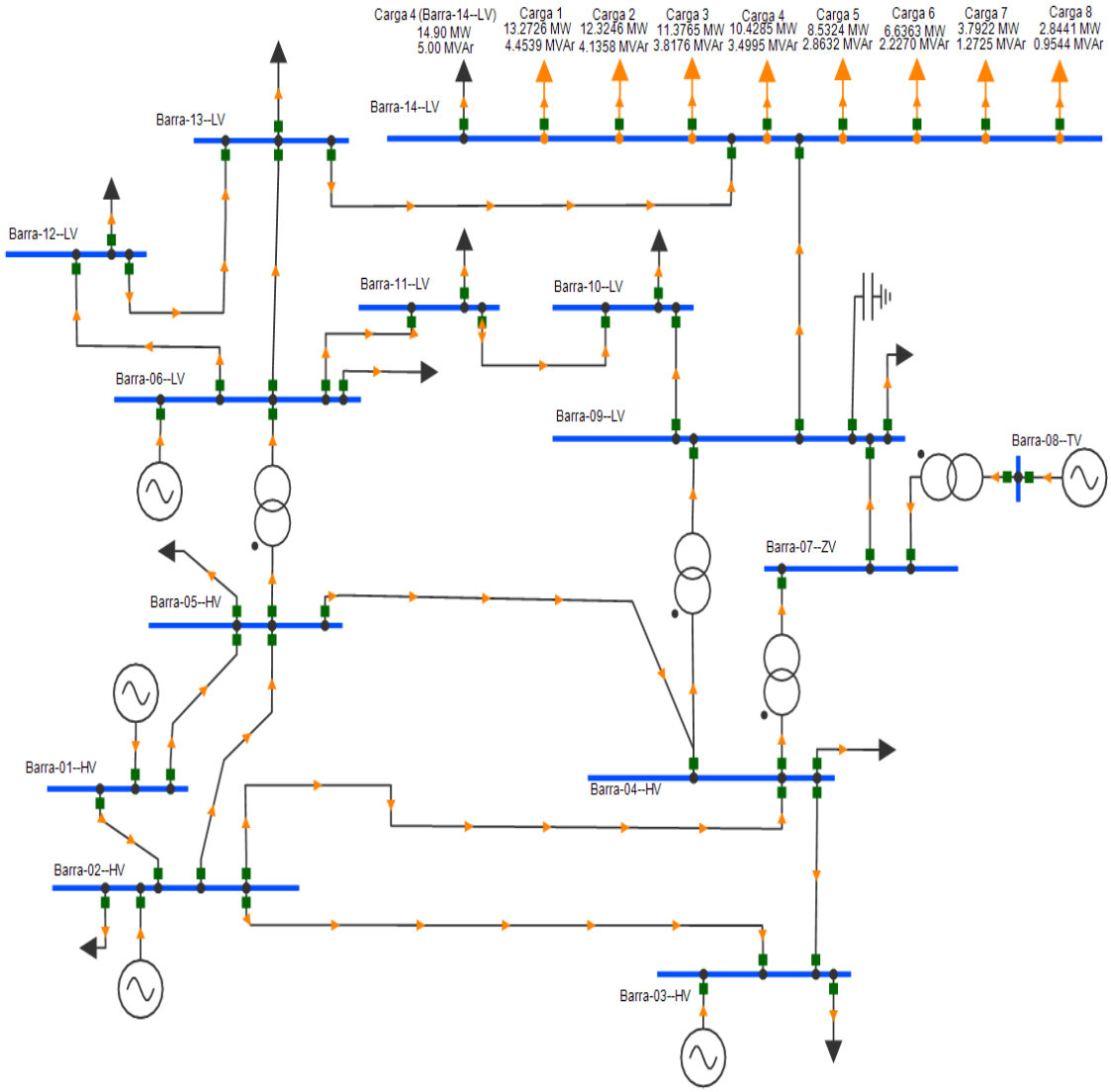
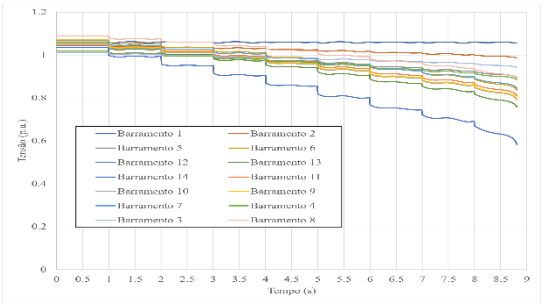


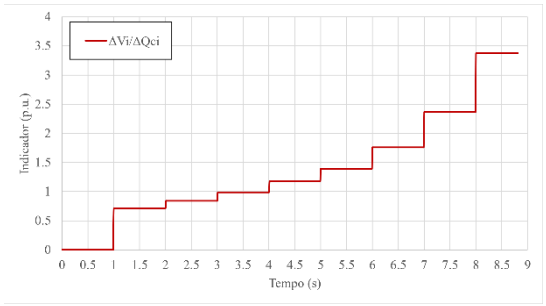
Figura 4 – Incremento de carga no sistema 14 barras IEEE. Autoria própria.

A Figura 5 mostra em (a) que a tensão no barramento 14 entra em colapso após a inserção da última carga. Os gráficos de (b) até (d) da Figura 5 apontam que os indicadores aumentam de valor a cada incremento de carga, apesar da redução de carga, indicando, assim como no caso anterior, uma

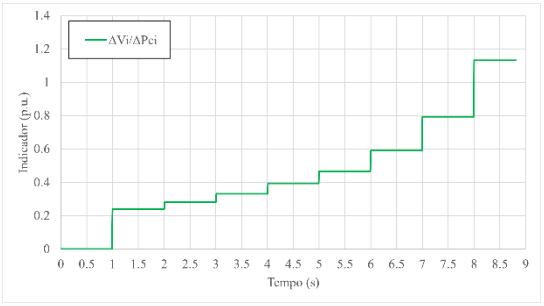
redução na entrega de reativo para o barramento de carga. No último gráfico (e) tem-se os indicadores normalizados, conforme feito anteriormente. Estes apresentaram comportamento similar ao explicado no caso 1 (f), atentando somente para a diferença que, devido ao fato do sistema ser malhado, o colapso de tensão será atingido assim que umas das linhas do sistema alcançar o ponto de máxima transferência de potência.



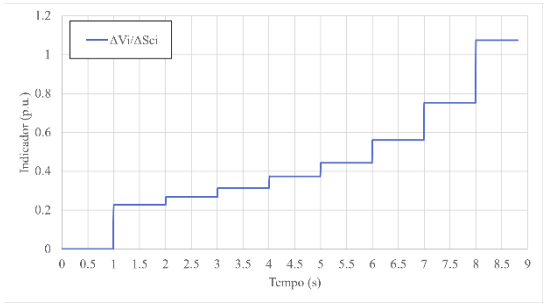
(a)



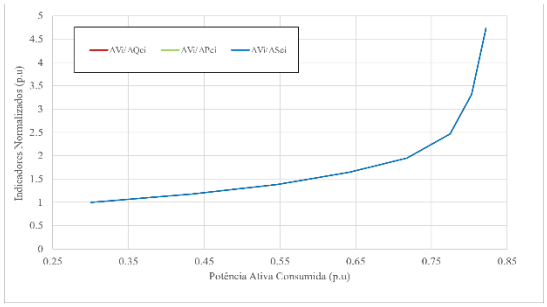
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 5 – Sistema *IEEE* 14 barras: (a) Tensões nos barramentos. (b) Indicador 1, $\boldsymbol{VSI1_i} = \Delta \boldsymbol{V_i}/\Delta \boldsymbol{Q_{ci}}$, aplicado ao barramento de carga. (c) Indicador 2, $\boldsymbol{VSI2_i} = \Delta \boldsymbol{V_i}/\Delta \boldsymbol{P_{ci}}$, aplicado ao barramento de carga. (d) Indicador 3, $\boldsymbol{VSI3_i} = \Delta \boldsymbol{V_i}/\Delta \boldsymbol{S_{ci}}$, aplicado ao barramento de carga. (e) Comparação entre indicadores normalizados.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a implementação de indicadores de estabilidade de tensão no programa PSP-UFU, que dentre outras funções, possui a capacidade de simular um sistema de potência de maneira dinâmica. Desse modo foi possível implementar três tipos de indicadores incrementais, sensitivos, com o objetivo de prever o colapso de tensão em um barramento de um sistema com incremento de carga. Nesse contexto, foram realizados dois estudos de caso, sendo o primeiro um sistema radial contendo 3 barras e o segundo o sistema *IEEE* 14 barras. Todo os indicadores desempenharam muito bem, tanto para caso 1 – sistema radial 3 barras – quanto para o caso 2 – sistema *IEEE* 14 barras – pois seus valores sensitivos aumentaram à medida que o sistema tendia a instabilidade. Contudo, evidencia-se, que o terceiro indicador, $VSI3_i = \Delta V_i/\Delta S_{ci}$, apresenta a vantagem de contemplar duas situações extremas, isto é, incrementos de carga cujas potências sejam puramente ativa ou puramente reativa, contrastando com fato de que os indicadores 1 ($VSI1_i = \Delta V_i/\Delta Q_{ci}$) e 2 ($VSI2_i = \Delta V_i/\Delta \mathrm{P}_{ci}$) tem sua aplicação limitada a somente uma dessas duas situações.

Dessa forma, observa-se que o objetivo de desenvolver uma ferramenta robusta e eficaz para análise da estabilidade de tensão por meio de índices de sensibilidade dinâmico foi cumprido. Essa nova ferramenta foi implementada na plataforma de estudos de sistemas elétricos de potência PSP-UFU, que, além de ser gratuita e de código aberto, pode ser utilizada por engenheiros e técnicos da operação e planejamento do sistema elétrico de potência, assim como por docentes e pesquisadores do setor elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARBUY, Heraldo Silveira. Elétrica Serviço Ancilicar de Potência Reativa de Geradores Síncronos: Aspectos Técnicos e Regulatórios. 2008. Universidade Federal de Uberlândia, 2008.

DANISH, Mir Sayed Shah et al. A recap of voltage stability indices in the past

three decades. Energies, v. 12, n. 8, p. 1–18, 2019.

HATZIARGYRIOU, N D; VAN CUTSEM, T. Indices predicting voltage collapse including dynamic phenomena. CIGRE Task Force, n. December, p. 2–38, 1994.

NAGESWA RAO, A. R.; VIJAYA, Priya; KOWSALYA, M. Voltage stability indices for stability assessment: a review. International Journal of Ambient Energy, v. 42, n. 7, p. 829–845, 2021.

OLIVEIRA, Thales Lima. Desenvolvimento de um programa computacional livre, gráfico, e multiplataforma para analisar sistemas elétricos de potência em regime permanente e dinâmico. 2019. Universidade Federal de Uberlândia, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/27257>.

OLIVEIRA, Thales Lima. Desenvolvimento de uma plataforma computacional gráfica e de código aberto para estudos de sistemas de potência. 2016. Universidade Federal de Uberlândia, 2016. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14614>.

OUKENNOU, Aziz; SANDALI, Abdelhalim. Assessment and analysis of Voltage Stability Indices in electrical network using PSAT Software. 2016 18th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2016 - Proceedings, p. 705–710, 2017.

ZAHEB, Hameedullah et al. A contemporary novel classification of voltage stability indices. Applied Sciences (Switzerland), v. 10, n. 5, p. 1–15, 2020.

DETECÇÃO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA POR ANÁLISE DE GÁS LIVRE

Valter Souza Blande[1]; Cynthia Wanick Vieira[2]; Richard Salomé Silva[2]; Larissa Medeiros de Almeida[2]; Marcio Augusto Passos Barony[2]; José Pissolato Filho[1]

[1]Universidade Estadual de Campinas, [2]Taesa

RESUMO

O uso dos métodos de DGA (*Dissolved Gas Analysis*) para o diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo é uma das mais confiáveis estratégias de monitoramento. Os monitores de DGA on-line já são uma realidade desde a década de 90. Diagnosticam e reportam a "saúde" do transformador em tempo-real e reduzem significativamente a ocorrência de paradas quando associados à manutenção preventiva. No entanto, necessitam de análise de viabilidade econômica, pois possuem elevado custo, sendo usados somente em transformadores de alta potência ou com cargas especiais. O surgimento de sensores [10] semicondutores e eletroquímicos de baixo custo abriu uma nova oportunidade para o desenvolvimento de um novo conceito de equipamentos para o monitoramento on-line. Mais economicamente viáveis, são uma solução para transformadores de pequeno e médio porte. Em sua maioria, detectam o gás livre (não dissolvido) e têm aplicação de uso geral. É um desafio selecionar e testar os que se aplicam para o DGA. Pouco tem sido feito na literatura sobre a análise de gases livres no diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo. Este artigo traz luz a este desafio ao introduzir uma nova metodologia de diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo com a análise de gases livres. Faz uma conexão com os métodos de DGA e apresenta um novo conceito de relé de gás.

Palavras-chave: Transformador de potência; Gás combustível; Diagnóstico de falhas; DGA; Sensores de gases.

ABSTRACT

The use of DGA (Dissolved Gas Analysis) methods to diagnose faults in oil-filled power transformers is one of the most reliable monitoring strategies. Online DGA monitors have been a reality since the 1990s. They diagnose and report the “health” of the transformer in real-time and significantly reduce the occurrence of blackouts when associated with preventive maintenance. However, they need an economic feasibility analysis, as they have a high cost, being used only in high power transformers or with special loads. The emergence of low-cost semiconductor and electrochemical sensors [10] opened a new opportunity for the development of a new concept of equipment for online monitoring. More economically suitable, they are a solution for small and medium-sized transformers. Most of them detect free (undissolved) gas and have general-purpose application. It is a challenge to select and test the ones that applies for the DGA purposes. Little has been done in the literature about fault diagnoses with free gas analysis in oil-filled power transformers. This article sheds light on this challenge by introducing a new methodology for fault diagnosis in oil-filled power transformers with free gas analysis. It makes a connection with DGA methods and introduces a new gas relay concept.

Keywords: Power Transformer; Combustible Gas; Fault Diagnoses; DGA; Gas sensors.

1. INTRODUÇÃO

O transformador de potência é o “coração” da subestação de distribuição de energia elétrica. Sua complexidade construtiva, alto custo, elevadas dimensões e peso, o tornam um equipamento de difícil substituição. Exige-se dele um trabalho eficaz e ininterrupto. A interrupção do serviço de transmissão de energia elétrica desencadeia uma gama de custos, envolvendo a transmissora e o consumidor [1] com elevados custos diretos e indiretos. Em média, o tempo de vida útil do transformador de alta potência é de 30 anos, mas pode atingir até 50 anos ou mais se receber manutenção preditiva e preventiva adequadas. A manutenção preditiva seleciona os candidatos para a manutenção

preventiva. Existem diversas estratégias de manutenção preditiva. Todas elas se baseiam no monitoramento de um determinado parâmetro do transformador. Destacamos dois: Temperatura e gaseificação do óleo isolante. O último é foco deste trabalho e, portanto, será tratado com detalhes.

1.1 Formação de gases

Existem diversos trabalhos, na maioria empíricos, relacionando defeitos e falhas (resultado de um defeito) com a concentração de gases dissolvidos no óleo isolante. Esses gases se originam tanto do envelhecimento natural do transformador quanto dos estresses elétricos e térmicos sofrido nas falhas. Entende-se por envelhecimento, a degradação da isolação sólida (celulose) e do óleo isolante. Se natural, o envelhecimento é lento com baixa produção de gás. Se acelerado por estresses elétricos e térmicos (Tabela 1), o envelhecimento é rápido com alta produção de gases. Os principais gases são: H_2 (hidrogênio), CO (monóxido de carbono), CO_2 (dióxido de carbono), CH_4 (metano), C_2H_2 (acetileno), C_2H_4 (etileno) e C_2H_6 (etano). Com exceção do dióxido de carbono, todos são combustíveis.

1.1.1 Gases dissolvidos

Uma amostra de óleo é extraída do transformador. O laboratório de análises a recebe e detecta composição e concentração dos gases dissolvidos no óleo por cromatografia [9]. Os dados são submetidos aos métodos de análise de falhas (

Tabela 2). Cabe agora à equipe de manutenção seguir o protocolo estabelecido (pode variar conforme a empresa) com manutenção preventiva ou com amostragens e análises mais frequentes.

A detecção da falha no estágio inicial evita danos severos ao transformador e reduz custos [1]. Todos ganham: De um lado o consumidor tem maior confiança no serviço. Do outro, a distribuidora terá melhores indicadores de qualidade [3] com a redução de paradas inesperadas.

Tabela 1 - Descrição das falhas

Abreviação	Descrição
PD	Descargas parciais
D1	Descargas de baixa energia
D2	Descargas de alta energia
T1	Falha térmica, t < 300 °C
T2	Falha térmica, 300°C < t < 700 °C
T3	Falha térmica, t > 700 °C

Tabela 2 - Métodos e normas

Análise	Referência		
	IEEE C57.104-1991	**IEEE PC57.104. D11d**	**IEC 60599-1999**
TCG	**X**		
TDCG	**X**	**X**	
Key Gas	**X**	**X**	
Razão de Doemenburg	**X**		
Razão de Rogers	**X**	**X**	
Triângulo de Duval			**X**
Razão CO_2/CO			**X**

1.1.2 Gases livres

O gás formado durante as falhas se difunde por todo o transformador. Uma parte fica dissolvida no óleo. A outra migra para fora do nível do óleo e permanece em estado livre. Em 1921 Max Buchholz desenvolveu o relé de gás (Figura 1). O dispositivo protege o transformador quando a produção de gás é excessiva e conta com uma janela graduada que informa o volume de gás acumulado.

A análise de gases livres é prática antiga [2]. Se o gás coletado do relé Buchholz inflamar ou for detectado por sensor de gás combustível [4], a existência de uma falha em curso é evidente. O objetivo deste trabalho é ir além deste simples teste. Detectar a composição e concentração, a taxa de produção no tempo, correlaciona-los com os gases dissolvidos e com os métodos de DGA.

Figura 1 - Relé Buchholz (catálogo do fabricante "Reinhausen")

2. METODOLOGIA

A difusão dos gases pode levar horas ou dias [12] a depender do ritmo da circulação do óleo (mecanismo de refrigeração do transformador). Após um transitório, a tendência é o equilíbrio, inclusive entre as fases dissolvida e livre. Em outras palavras, o que acontece no interior no óleo, é, também, sentido fora dele.

a. Constantes de Ostwald

Quando não houver mais transferência de gases entre as fases dissolvida e livre, a concentração em ambas fica estável. A relação entre essas duas concentrações em equilíbrio é dada pelas as constantes de Ostwald (1). Na Tabela 3 encontramos os valores [5] para os principais gases usados em DGA.

$$k = \frac{[concentração \quad gás \quad dissolvido]}{[concentração \quad gás \quad livre]} \qquad (1)$$

Tabela 3 - Constantes de Ostwald em óleo mineral

Gás	k em 20°C	k em 50°C
N_2	0,09	0,09
O_2	0,17	0,17
H_2	0,05	0,05
CO	0,12	0,12
CH_4	1,08	1,00
CO_2	0,43	0,40
C_2H_4	2,40	1,80
C_2H_6	1,70	1,40
C_2H_2	1,20	0,90

b. Análise de gases dissolvidos

Alguns dos métodos usados em DGA têm íntima relação com a análise de gases livres proposta por esse trabalho. Vamos a eles.

i. Gas Key

Cada tipo de falha produz uma marca diferente na proporção dos gases dissolvidos. A predominância de um tipo de gás releva o motivo da falha [2] e [6]. A Tabela 4 melhora o entendimento. Há uma predominância na geração dos gases H_2 e CH_4.

Tabela 4 - Falhas x predominância de gases

Falha	H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	O_2	H_2O
Envelhecimento da celulose		X	X						X
Decomposição do óleo	X			X	X	X	X		
Vazamento no sistema de expansão			X					X	X
Térmica na celulose	X	X	X	X				X	
Térmica no óleo de 150 °C a 300°C	X			X		vestígio	X		
Térmica no óleo de 300 °C a 700°C	X			X	vestígio	X	X		
Térmica no óleo acima de 700°C	X			X	X	X			
Descargas parciais	X			X	vestígio				
Arcos	X			X	X	X			

ii. TCG (*Total Combustible Gas*)

O percentual total de gás combustível é um método usado para avaliar a existência de falhas. O cálculo é sempre feito para gases livres e resulta em

um percentual (2). Quando não medido diretamente usam-se as constantes de Ostwald para a conversão [2]. A avaliação e feita conforme a Tabela 5.

$$TCG = \frac{[Total \quad de \quad Gases \quad Combustíveis]}{[Total \quad de \quad Gases]} \cdot 100 \qquad (2)$$

Tabela 5 - Valores de TCG e condição do transformador

	TCG (%)	Descrição
Condição 4	≥5	Falha iminente - requer ações imediatas
Condição 3	≥2 a <5	Acima do normal - requer ações de correção
Condição 2	≥0,5 a <2	Acima do normal - requer maior monitoramento
Condição 1	<0,5	Normal

iii. TCG Rate

Associando a avaliação encontrada na Tabela 5 com a taxa de crescimento do TCG, encontra-se o nível de evolução da falha. Valores acima de 0,03% diários demandam um calendário de amostragem diário para a condição 4, semanal para 3 e mensal para 1 e 2 conforme [2].

iv. Triângulo de Duval

O Triângulo de Duval [7-8] é um método gráfico para o diagnóstico de falhas (Figura 2). Resulta sempre em um diagnóstico de anomalia, portanto, deve ser usado após a suspeita de falha incipiente (TCG acima de 5% por exemplo). Sua aplicação usa o percentual relativo de três gases: CH_4 (metano) C_2H_2 (acetileno) e C_2H_4 (etileno). A região classificada como DT é reservada para o diagnóstico de falhas tanto térmicas quanto elétricas. As demais seguem a classificação da Tabela 1.

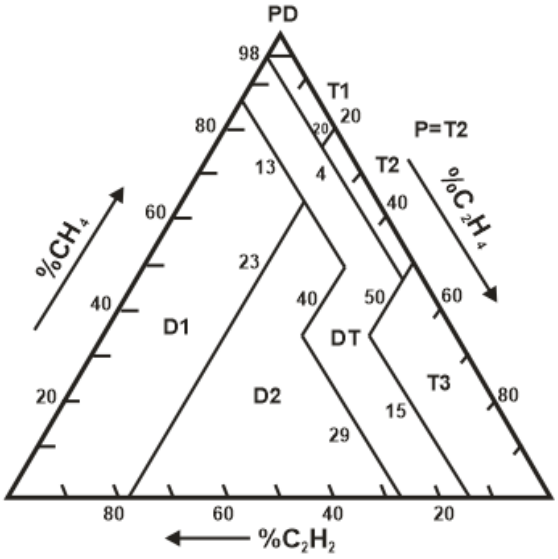


Figura 2 - Triângulo de Duval

c. Análise de gases livres

Neste ponto do texto já temos subsídios para abordar o principal tópico deste artigo. Métodos como TCG, razão de Rogers e razão de Doernenburg preveem entrada direta com dados de concentração de gases livres [2]. Além disso, a condição de equilíbrio entre as fases dissolvida e livre expande a análise para outros métodos, como o triângulo de Duval e outras estratégias.

i. Rastreamento e diagnóstico

A “bala de prata” da estratégia encontra-se no rastreamento, ou seja, o registro periódico e ininterrupto no tempo das concentrações detectadas em estado livre. Sua atuação desenha, de forma dinâmica, o que acontece com o processo de difusão do gás produzido na falha [12]. Uma falha de baixa ou média energia apresenta um processo lento de difusão. O perfil no tempo é de uma função de primeira ordem. Falhas severas geram bolhas de gás que migram para fora do óleo subitamente, produzindo uma inclinação na curva de aumento de concentração mais acentuada. A estratégia é monitorar o processo de difusão na interface líquido-gasosa, fornecendo dados para uma análise dinâmica e estática (com equilíbrio entre as fases). O fluxograma da estratégia de análise de gases livres é visto na Figura 3.

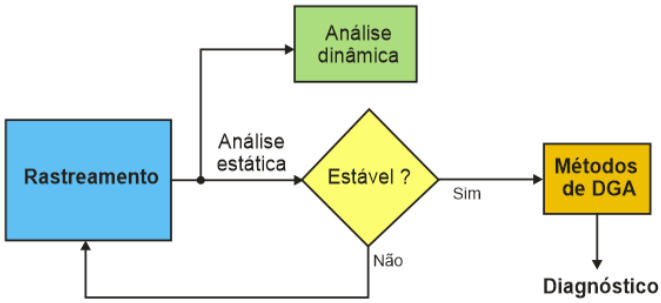


Figura 3 - Estratégia de diagnóstico de falha

A análise dinâmica permite detectar:

- O início da falha.
- O estado de equilíbrio as fases líquido-gasosa.
- A inclinação e perfil da curva de evolução da concentração.
- A velocidade de produção de gás.

3. DESENVOLVIMENTO

a. O RPMA (relé de proteção com monitoramento ativo[1])

O RPMA (Figura 4) tem as dimensões e o sistema de proteção do relé Buchholz tradicional. É equipado com câmara para detectar as concentrações dos seguintes gases: H_2, CH_4, C_2H_4, C_2H_2 e CO. A leitura consiste em amostrar e descartar os gases com microbombas de sucção e vácuo respectivamente.

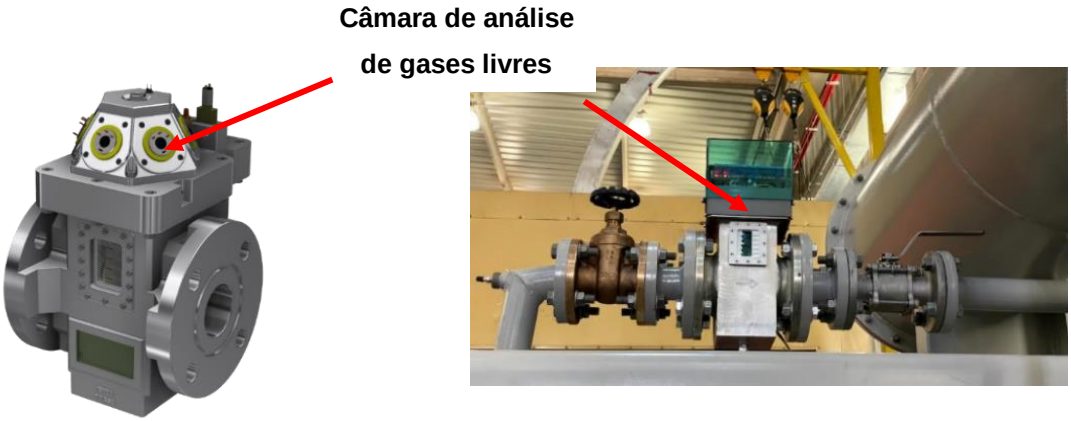


Figura 4 - Ilustração do RPMA (esquerda) e protótipo instalado (direita)

[1] O RPMA foi desenvolvido e aperfeiçoado no âmbito do projeto PD-07130-6060/2021, financiado com recursos do Programa de P&D ANEEL.

b. Sensores de gases livres

O estudo de sensores eletroquímicos e semicondutores para uso em DGA vem crescendo nos últimos anos à medida que novas tecnologias se tornam disponíveis [10-11]. Estes sensores devem ser robustos, precisos e ter seletividade compatível com o ambiente multigás a que são submetidos. Estas características nortearam os ensaios de laboratórios a fim aumentar a chance de sucesso na finalidade proposta.

i. Testes com variação de temperatura e seletividade

No ensaio de temperatura cada sensor foi submetido a presença somente do seu gás alvo. Mantendo a temperatura constante em cinco ensaios (27,36,45,54 e 63°C) e variando a concentração para cada ensaio, obteve-se, com exceção do sensor de metano, significativa alteração no sinal de saída para diferentes temperaturas, mas com alta linearidade (Figura 6). Um cilindro de gás padrão foi usado na calibração do cromatógrafo (HP 5890) usado para medir a concentração aplicada ao sensor alvo na câmara de testes (Figura 5).

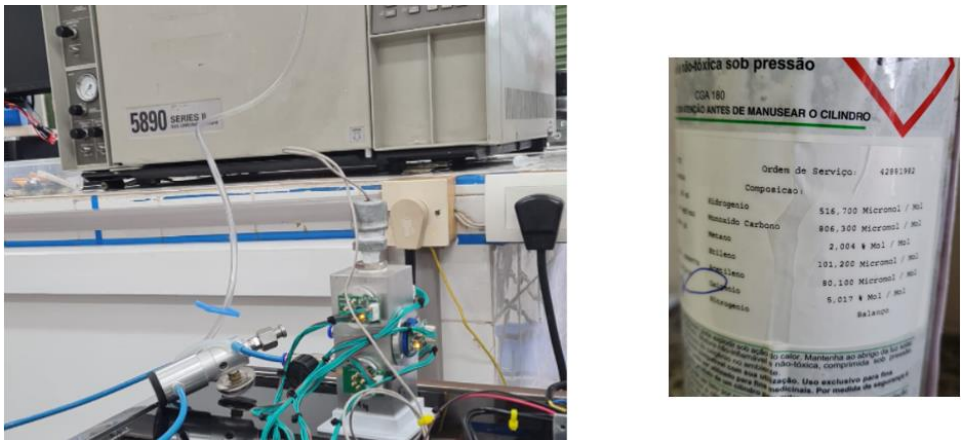


Figura 5 - Testes de laboratório (esquerda) cilindro de gás padrão (direita)

Os ensaios de seletividade foram feitos de forma binária, ou seja, com o gás alvo submetido a um gás interferente por vez. A Figura 6 simplifica os resultados. O gás CO, por exemplo, exibe uma sensibilidade média cruzada em torno de 12% na presença de H_2 e menos de 5% para os gases C_2H_2 e C_2H_4.

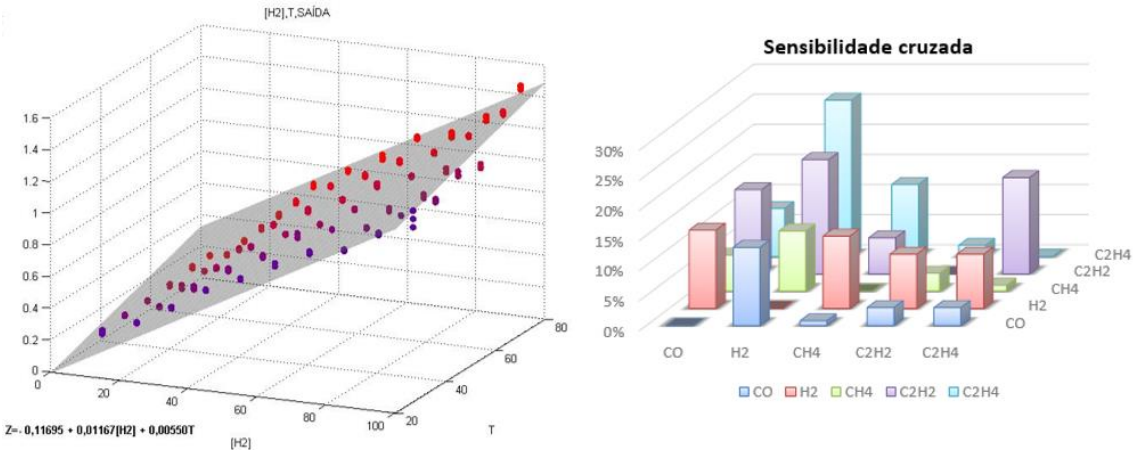


Figura 6 - Ensaio de temperatura para H_2 (esquerda) e sensibilidade cruzada (direita)

4. CONCLUSÃO

A análise de falhas por gases livres é um desafio, tanto na seleção dos sensores, quanto na estratégia em si. Sua abordagem tem um aliado de peso: um grande range de sensores comerciais de baixo custo com diferentes tecnologias e características. Este fato foi determinante para transformar protótipos e ideias em um equipamento pronto para ser usado em campo. O perfil da evolução da concentração no tempo abre perspectiva para futuras estratégias de diagnóstico de falhas baseadas em inteligência artificial com o uso do equipamento desenvolvido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] R. Billinton, G. Wacker and E. Wojczynski, "Comprehensive Bibliography On Electrical Service Interruption Costs," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, no. 6, pp. 1831-1837, June 1983, doi: 10.1109/TPA

[2] IEEE.2008 – Std C57.104 “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”S.1983.317791.

[3] anexo viii da resolução normativa nº 956, de 7 de dezembro 2021 procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist (seção 8.2).

[4] Amleto L.J "Manutenção pré-corretiva em transformadores de potência", 2009.

[5] ABNT NBR - 7274:2012 "Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço"

[6] B. Pahlavanpour and A. Wilson, "Analysis of transformer oil for transformer condition monitoring," IEE Colloquium on An Engineering Review of Liquid Insulation (Digest No. 1997/003), 1997, pp. 1/1-1/5, doi: 10.1049/ic:19970012.

[7] M. Duval, "Dissolve Gas Analysis: It can save your transformer", IEEE Insulation Magazine, vol 5, no.6, november/december 1989, pp.22-27

[8] J.O. Church et al. "Analyze Incipient Faults with Dissolved-Gas Nomograph," Electrical World, Oct.1987, pp. 40-44.

[9] "ASTM D3612-02(2009), Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography," ASTM International, 2009.

[10] C. Sun, P. R. Ohodnicki and E. M. Stewart, "Chemical Sensing Strategies for Real-Time Monitoring of Transformer Oil: A Review," in IEEE Sensors Journal, vol. 17, no. 18, pp. 5786-5806, 15 Sept.15, 2017, doi: 10.1109/JSEN.2017.2735193.

[11] M. Akbari Azirani*, M. Farahani1, M. Kuhnke "NEW DGA SENSOR FOR POWER TRANSFORMERS SEALED BY GAS CUSHION" - The 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, Argentina, August 27 – September 01, 2017

[12] Gomez, Jackelyn Aragon "Experimental Investigations on the Dissolved Gas Analysis Method (DGA) through Simulation of Electrical and Thermal Faults in Transformer Oil" Chapter 4.2 - 2014.

DETECÇÃO DE ILHAMENTO NA GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA UTILIZANDO A TRANSFORMADA DISCRETA FRACIONÁRIA DE FOURIER E REDE NEURAL ARTIFICIAL

Leonardo Audalio Nascimento[1]; Viviane Barrozo Ricciotti[2]; Antonio Carlos Duarte Ricciotti[2]; Alessandro Oliveira Lima[2]; Quezia Nicole Monteiro Tavares[1]; Reikson Moura Santana Matos[1]; Alex Gomes Pereira[1]

[1]Centro Universitário São Lucas; [2]Universidade Federal de Rondônia

RESUMO

O sistema elétrico de potência (SEP) passou por diversas mudanças, sobretudo nas últimas décadas. Um dos aspectos mais importantes foi a incorporação de geradores distribuídos (GDs) e descentralizados ao sistema. O aumento de GDs traz diversas vantagens para o sistema elétrico, porém eventos como o ilhamento não intencional devem ser evitados. No âmbito da geração distribuída, o ilhamento não intencional ocorre quando, por algum motivo, parte do sistema elétrico é alimentado por um GD, embora este esteja desconectado do restante do sistema. O sistema de proteção contra ilhamento deve ser capaz de detectar o evento e desconectar o GD em menos de 2 segundos, conforme a IEEE 1547. Neste artigo, é proposto um sistema de detecção de ilhamento baseado na transformada fracionária de Fourier (FrFT) e redes neurais artificiais. O sistema apresentou uma precisão de 97,7%, utilizando uma janela com 3 ciclos nominais dos parâmetros no ponto de conexão da rede com o gerador.

Palavras-chave: Barreiras; Energia; Geração distribuída; Oportunidades.

ABSTRACT

The energy sector has undergone several changes in recent decades. One of the most important aspects was the incorporation of distributed generators. The increase in distributed generators has several advantages for the electrical system, however events such as islanding can be a problem in these systems. Unintended islanding occurs when, for some reason, part of the electrical system is powered by distributed generators, although it is disconnected from the rest of

the system. The island protection system must be able to detect the event and turn off the distributed generator in less than 2 seconds. In this article, an island detection system based on the fractional Fourier transform and artificial neural networks is proposed. The system presented an accuracy of 97.7%, using a window with 3 nominal cycles of the parameters at the connection point of the network with the windowed generator used for tests.
Keywords: Barriers; Energy; Distributed Generation; Opportunities.

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica faz com que novas alternativas de geracão de energia sejam incorporadas ao sistema elétrico de potência (SEP). Estas novas alternativas devem atender também às necessidades ambientais e são majoritariamente provenientes de fontes solar, eólica e hídrica. Sistemas de geração de energia elétrica conectados próximo ao consumidor ou aos centros de carga são chamados de geração distribuída (GD) e devem desempenhar um papel cada vez mais importante no mercado e na infraestrutura do SEP (OCHOA, 2008).

No Brasil, houve um aumento de 89,90% no número de geradores distribuídos conectados ao SEP entre os anos de 2017 e 2020. Projeções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apontam para um aumento de 96,97% do número destes empreendimentos no horizonte 2017-2024. Dados da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) apontam que a geração distribuída nacional está dividida entre as classes de consumo residencial (43,6%), comercial (33,2%), rural (13,9%) e industrial (7,9%). Entre as fontes dos sistemas de mini e microgeração de eletricidade, a energia solar é a mais expressiva, representando 97,7% do total; seguida por termoelétrica (1,2%), Central Geradora Hidrelétrica CGH (0,87%) e eólica (0,18%) (ABGD, 2022).

Uma das falhas relacionadas à geração distribuída é chamada de ilhamento, que é a condição em que uma parte do SEP permanece energizada por geradores distribuídos, embora este esteja eletricamente isolado do sistema principal, vide Figura 1. Normalmente, o ilhamento ocorre em redes de baixa

tensão e, embora seja menos provável, também pode ocorrer em redes de média e alta tensão, ou mesmo em linhas de transmissão.

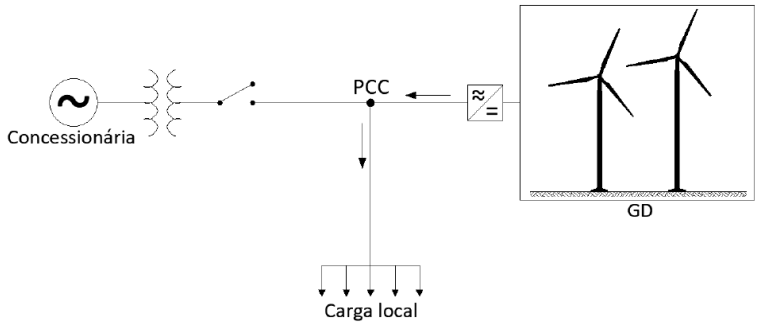


Figura 1 – Exemplo de um gerador eólico operando em condição de ilhamento

O sistema de proteção deve ser capaz de identificar a ocorrência de ilhamento em até 2 segundos, conforme a norma IEEE 1547. A não detecção de ilhamento, falsa detecção ou detecção tardia implica em diversos problemas relacionados à segurança, contratos comerciais, e aspectos técnicos como a qualidade de energia e danos a estrutura do SEP (WALLING, 2002).

As técnicas de detecção de ilhamento remotas baseiam-se na comunicação entre a rede elétrica e o gerador, oferecem maior confiabilidade ao sistema, entretanto possuem custo mais alto de implementação uma vez que é necessário monitorar um número elevado de componentes do SEP simultaneamente. Em contrapartida, as técnicas de detecção de ilhamento locais possuem custo mais baixo e baseiam-se em medições de grandezas elétricas no local da instalação do gerador.

Nas técnicas de detecção de ilhamento locais ainda é possível implementar sistemas passivos, ativos, híbridos e por processamento de sinais. As técnicas locais passivas são aquelas baseadas na realização da medição de grandezas elétricas no ponto de conexão comum (PCC) entre a GD e a rede elétrica e a sua maior desvantagem é a presença de uma zona de não detecção (ZND); os sistemas ativos baseiam-se na inserção de distúrbios no PCC que causam variações dos parâmetros da rede apenas em condição de ilhamento,

estes sistemas, normalmente, causam queda na qualidade de energia, devido aos distúrbios inseridos na rede; técnicas híbridas são baseadas na combinação de métodos ativos e passivos que buscam reduzir a degradação da qualidade de energia (relacionada a métodos ativos) e a ZND (relacionada a métodos passivos), por fim, as técnicas baseadas em processamento de sinais baseiam-se em extrair características das grandezas no PCC que permitam caracterizar um evento de ilhamento.

O objetivo deste artigo é demonstrar uma técnica de detecção de ilhamento baseada em processamento de sinais, por meio da transformada discreta fracionária de Fourier (DFrFT, do inglês *discrete fractional Fourier transform*) em conjunto com uma rede neural artificial (RNA). Na seção 2 é feita uma breve revisão da DFrFT e seus conceitos principais, na seção 3 é descrita a metodologia proposta para detecção de ilhamento, na seção 4 são demonstrados os resultados obtidos e, por fim, na seção 5 são feitas as considerações finais do trabalho.

2. A TRANSFORMADA DISCRETA FRACIONÁRIA DE FOURIER

O estudo de transformadas discretas sobre o corpo dos números reais deu origem ao desenvolvimento das transformadas fracionárias, em que são aplicadas potências não inteiras ao operador ordinário de uma transformada ordinária. A transformada fracionária de Fourier (FrFT, do inglês *fractional Fourier transform*) é o exemplo mais conhecido dentre as transformações fracionárias e a sua versão discretizada (DFrFT, do inglês *discrete fractional Fourier transfor*m) possui aplicações em diversas áreas (LIMA, 2012).

A principal consequência da aplicação de uma potência fracional, que pode ser denominada por a, $a \in \mathbb{R}$, ao operador **F** que denota a transformada de Fourier é a obtenção dos sinais transformados em domínios intermediários entre o tempo e a frequência, tais domínios são chamados de domínios fracionais. Em [15] a FrFT é definida, para um parâmetro fracional $0 < |a| < 2$, por meio da integral

$$\boldsymbol{F}^{\boldsymbol{a}} f(t) = \int_{-\infty}^{\infty} K_a(t_a, t) f(t) dt, \quad (1)$$

em que o termo $K_a(t_a, t)$ é o núcleo da FrFT que pode ser escrito por meio da sua expansão espectral em termos de autovetores Hermite-Gaussianos

$$K_a(t_a, t) = \sum_{k=0}^{\infty} \psi_k(t_a) e^{-\frac{jka}{2}} \psi_k(t_a) \quad (2)$$

em que o termo $\psi_k(t)$, na equação acima, denota a *k*-ésima função Hermite-Gaussiana, $e^{-\frac{jka}{2}}$ corresponde a *a*-ésima potência do autovalor $\lambda_k = e^{-j\frac{\pi}{2}k}$ e t_a é uma variável que indica o domínio fracional de ordem a.

Existem diferentes métodos destinados a desenvolver uma versão discreta da FrFT, tal versão discreta deve generalizar a DFT no mesmo sentido em que a FrFT generaliza a transformada de Fourier (FT, do inglês *Fourier transform*). A maioria dos métodos de obtenção da DFrFT são baseados na autodecomposição da matriz da DFT, denotada por **F**. Como exemplo, a DFT de uma sequência $x = x_i \; x_i \in \mathbb{C}, i = 0,1, \ldots, N-1$ pode ser obtida pela seguinte equação

$$X_k = \sum_{i=0}^{N-1} x_i e^{-j(2\pi ki/N)}, \quad (4)$$

a qual pode ser escrita por meio da representação matricial da DFT

$$X_k = F x_i \quad (5)$$

em que os autovalores da matriz **F**, cuja expansão espectral é dada por (6) são {1, -1, j, $-j$} e é possível demonstrar que os autovetores de **F** associados aos autovalores ± 1 possuem simetria par enquanto os autovetores associados aos autovalores $\pm j$ possuem simetria ímpar.

$$F = V\mathbf{\Lambda}V^T \tag{6}$$

Em (6), V é uma matriz cujas colunas constituem uma base ortogonal da DFT em $\mathbb{R}^N$, $\mathbf{\Lambda}$ é uma matriz diagonal dos autovalores da DFT e V^T é a matriz transposta de autovetores da DFT, o que permite escrever a expansão espectral da matriz F^a da DFrFT por meio da aplicação das potências fracionais aos autovalores da matriz NxN da DFT por meio da equação

$$F^a = V\mathbf{\Lambda}^a V^T, \tag{7}$$

cuja aplicação em um vetor $x = x_i \;\; x_i \in \mathbb{C}, i = 0,1,\dots,N-1$ resulta na obtenção de x_i em um domínio fracional relacionado ao parâmetro $a \in \mathbb{R}$, como na seguinte equação

$$\mathbf{X}_a = F^a x = V\mathbf{\Lambda}^a V^T \mathbf{x}_i, \;\; \forall \;\; a \in \mathbb{R}. \tag{8}$$

O aspecto mais importante da obtenção da DFrFT por meio da investigação da autoestrutura da DFT é a obtenção dos autovetores de **F** utilizados em **V**. Devido as multiplicidades dos autovalores da matriz **F**, o conjunto de autovetores empregado na sua construção não é único, isto levou a diferentes abordagens para a obtenção de um conjunto de autovetores adequado para a construção da DFrFT. Existe um interesse particular em empregar versões discretas dos autovetores Hermite-Gaussianos na construção da DFrFT, uma vez que estes são uma família canônica de autofunções por meio das quais se expande espectralmente a FT e, desta forma, a DFrFT construída seria uma generalização da DFT no mesmo sentido em que a FrFT é uma generalização da FT.

Um dos métodos mais utilizados para a obtenção dos autovetores da DFT é o emprego de matrizes comutantes, uma vez que matrizes que comutam possuem conjuntos comuns de autovetores e a escolha dequada de uma matriz,

dita **S** elimina a ambiguidade descrita anteriormente. Em [17] são demonstrados os resultados obtidos na construção dos autovetores da DFrFT por meio da matriz, que comuta com a matriz F, que havia sido proposta em [18]. Os autores demonstram que os autovetores das duas matrizes são comuns e são associados a conjuntos distintos de autovalores e que a simetria da matriz S garante que todos os seus autovalores sejam números $\in \mathbb{R}$ e os autovetores associados a estes autovalores são ortonormais entre si.

Em Candan (2000) é utilizada uma metodologia semelhante a de Pei (1997), no qual considera-se a seguinte matriz **S** para a obtenção dos autovetores da DFrFT

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} C_0 & 1 & 0 & \dots & 1 \\ 1 & C_1 & 1 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & C_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 0 & 0 & \dots & C_{N-1} \end{bmatrix}, \tag{9}$$

em que $C_n = 2[cos(\left(\frac{2\pi}{N}n - 2\right))]$ e todos os autovetores de S são distintos, os autores consideram a matriz P para a obtenção destes autovetores

$$\mathbf{P} = \sqrt{2^{-1}} \begin{bmatrix} \sqrt{2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}, \tag{10}$$

em que a transformação de similaridade $\mathbf{PSP}^{-1}$ da origem a matrizes simétricas e tridiagonais **Ev** e **Od** que possuem conjuntos distintos de autovalores, garantindo assim a unicidade dos autovetores procurados. Por fim, os autovetores pares de S podem ser obtidos por (12)

$$\mathbf{v}_{2k} = \mathbf{P}[\mathbf{e}_k^T | \ 0 \ \dots \ 0]^T, \ k = 0, \dots, \frac{N}{2}, \tag{12}$$

e os autovetores ímpares de S podem ser obtidos por (13)

$$\mathbf{v}_{2k+1} = \mathbf{P}[0 \quad \dots \quad 0 \quad |\mathbf{o}_k^T]^T, \; k = 0, \dots, \frac{N-3}{2}, \tag{13}$$

em que e_k é um autovetor da matriz Ev e o_k é um autovetor da matriz Od. A matriz P tem dimensões NxN e satisfaz $P^T = P^{-1}$. As dimensões das matrizes Ev e Od são $\frac{N}{2}$ e $\frac{N-1}{2}$, respectivamente (LIMA, 2012).

3. METODOLOGIA

Os sinais utilizados foram obtidos através da simulação da rede de testes IEEE 34 barras, representada por Figura 2, no ambiente virtual *Typhoon HIL* a uma taxa de amostragem de 10,38 kHz. Ao total foram analisadas 200 amostras de ilhamento, 200 amostras de curto-circuito e 200 que indicam operação normal da rede. Cada amostra analisada é composta por 3 tensões e 3 correntes de fase e uma frequência de operação da rede (BRAGA, 2019).

O sistema de testes é uma rede de distribuição radial com cargas desequilibradas, cujos dados são disponíveis para testar a exatidão de aplicações desenvolvidas. Neste artigo, uma planta eólica de potência nominal 1,5 MVA foi conectada à barra 854 por meio de um transformador trifásico de 1,6 MVA e relação de transformação 24,90/0,48 kV, como em (MARCHESAN, 2016). Além dos ilhamentos foram obtidos sinais referentes a curto-circuitos temporários, com duração de 350 ms, nas barras 802, 830, 842 e 852. Todos os curto-circuitos são medidos na barra 854.

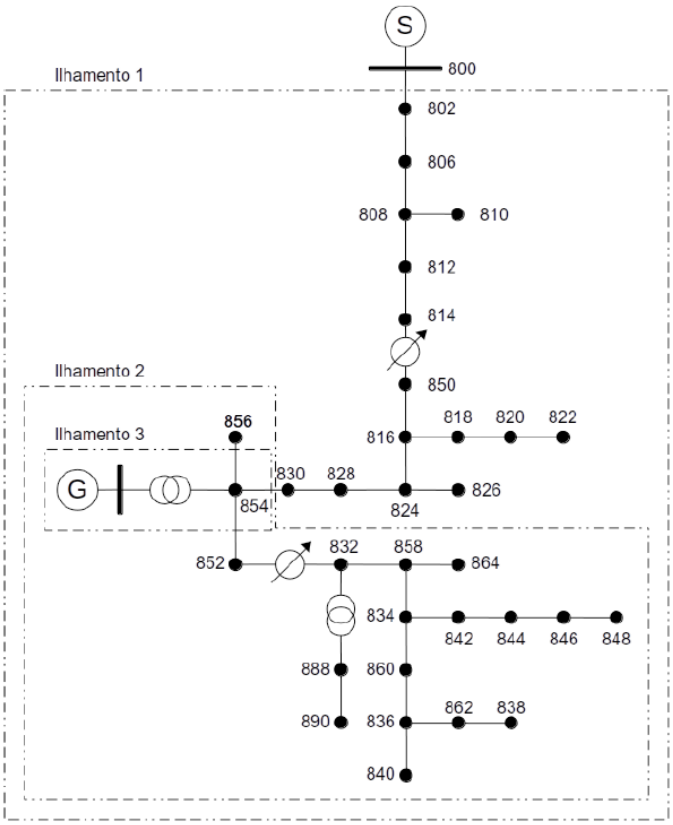


Figura 2 – Rede de testes IEEE 34 barras utilizada para modelar os casos de ilhamento, curto-circuito e operação normal da rede

Para verificar o desempenho do método para situações de ilhamento, foram realizadas simulações gerando ilhamento, ou seccionando o circuito, em três partes diferentes. O circuito foi seccionado na linha entre as barras 800 e 802 (Ilhamento 1), na linha entre as barras 830 e 854 (Ilhamento 2), e seccionando a GD com a barra 854 do resto do circuito (Ilhamento 3). Quando ocorre o Ilhamento 1, a GD assume toda a carga do SEP. Para o Ilhamento 2, a GD assume as cargas conectadas nas barras após a barra 830. Para o Ilhamento 3, somente uma carga de 200 kVA com fator de potência 0,92 indutivo permanece alimentada pelo gerador eólico.

Os sinais de tensão e corrente nas 3 fases foram analisados por meio de transformações fracionais de diferentes ordens com $0 < a < 1$ em que $a = 0$ representa o sinal no domínio do tempo e $a = 1$ retorna a FFT dos sinais. Após

a aplicação da DFrFT são extraídos do sinal no domínio fracional o desvio padrão e a variância. Ao total são extraídas 14 características de cada amostra analisada, o que resulta no seguinte vetor de entrada $i = [\sigma_{Va}^2, \sigma_{Vb}^2, \sigma_{Vc}^2, \sigma_{Ia}^2, \sigma_{Ib}^2, \sigma_{Ic}^2, \sigma_f^2, \sigma_{Va}, \sigma_{Vb}, \sigma_{Vc}, \sigma_{Ia}, \sigma_{Ib}, \sigma_{Ic}, \sigma_f]$, que é normalizado entre 0 e 1 para realizar o treinamento de uma RNA que classifica a GD em ilhada ou não ilhada, sendo a operação não ilhada podendo ser classificada em curto-circuito ou operação normal da GD.

Para classificar os eventos foi utilizada uma RNA do tipo *multilayer perceptron*, com 3 camadas ocultas, as camadas ocultas tem 14, 8 e 4 neurônios, respectivamente. O treinamento da RNA é feito pelo algoritmo de retropropagação do erro (*backpropagation*) com 70% dos dados de entrada, os 30% restantes são utilizados para o teste da RNA treinada.

4. RESULTADOS

Os resultados foram obtidos para dois cenários distintos. No primeiro cenário, são utilizados 5 ciclos das tensões e correntes no PCC, o que significa uma janela de leitura de parâmetros de aproximadamente 83,4 ms em uma sistema operando a 60 Hz, no segundo cenário são utilizados 3 ciclos de frequência nominal, o que significa uma janela de tempo de aproximadamente 50 ms.

A RNA treinada com o desvio padrão e a variância dos sinais no domínio do tempo apresentou convergência em 101 iterações quando treinada com 5 ciclos das tensões e correntes de fase e 167 iterações quando treinada com 3 ciclos. Embora a precisão tenha se mostrado elevada (98,9% para ilhamento) para o caso em que são lidos 5 ciclos dos sinais, uma redução de 2 ciclos comprometeu a acurácia do modelo para todos os eventos analisados.

Ao treinar a RNA com o desvio padrão e a variância dos sinais em um domínio fracional com $a = 0{,}3$ foi obtida uma precisão de 96,4% para ilhamento, com uma janela de 5 ciclos dos parâmetros no PCC, no entanto a precisão se manteve satisfatória (97,7%) quando a janela de parâmetros foi reduzida. A

convergência da RNA levou 51 iterações com 5 ciclos de parâmetros e 45 iterações com 3 ciclos de parâmetros.

Por último, a RNA foi treinada com o desvio padrão e a variância dos sinais em um domínio fracional com $a = 0{,}5$, ou seja, um domínio fracional que dista $\pi/2$ dos domínios do tempo e da frequência. A RNA treinada com 5 ciclos dos parâmetros apresentou convergência em 63 iterações e uma precisão de 84,1% para ilhamento, enquanto que com uma janela de 3 ciclos o modelo apresentou precisão de 92,2% para ilhamento e convergência em 45 iterações.

Tabela 1 – Resumo dos resultados obtidos.

a	Evento	Precisão com 5 ciclos [%]	Precisão com 3 ciclos [%]
a = 0,0	Ilhamento	98,90	78,10
	Curto-circuito	97,40	87,90
	Operação Normal	99,50	84,10
a = 0,3	Ilhamento	96,40	97,70
	Curto-circuito	93,00	87,10
	Operação Normal	99,70	99,00
a = 0,5	Ilhamento	84,10	92,20
	Curto-circuito	99,20	91,60
	Operação Normal	99,80	98,90

5. CONCLUSÃO

Neste artigo foi demonstrado um sistema de detecção de ilhamento baseado em processamento de sinais e inteligência computacional que apresentou precisão satisfatória para detectar ilhamentos em uma planta eólica média. Os resultados foram obtidos frente a diferentes cenários de injeção de potência ativa pela GD e níveis de tensão na rede. O método é capaz de discriminar operação ilhada de curto-circuitos e operação normal da rede utilizando janelas de tempo de 3 e 5 ciclos de parâmetros das tensões e correntes de fase a da frequência de operação.

Utilizando uma DFrFT com ordem $a = 0{,}3$ foi possível obter uma precisão de 97,7% lendo uma janela de parâmetros de aproximadamente 50 ms, o que

demonstra a aplicabilidade da DFrFT em cenários de classificação e detecção de faltas no SEP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuida. Disponível em: <https://abgd.com.br/portal/>. Acesso em: 2 jun. 2022.

BRAGA, A. J.; Detecção de ilhamento não intencional utilizando a transformada avelet e rede neural artificial, 2019.

CANDAN, C.; KUTAY M. A.; OZAKTAS, H. M. The discrete fractional Fourier transform, in IEEE Transactions on Signal Processing, vol. 48, no. 5, pp. 1329-1337, May 2000, doi: 10.1109/78.839980.

LIMA, J. B. A transformada fracional de Fourier: Conceitos e cenários de aplicação, *Revista de Tecnologia da Informação e Comunicação,* v. 1, n. 2, p. 1-9, 2012.

MARCHESAN, G. Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com geração síncrona distribuída, 2016. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria.

OCHOA, L. F.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index, *in IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1452-1458, July 2006, doi: 10.1109/TPWRD.2005.860262.

PEI, S.; YEH M. Improved discrete fractional Fourier transform, in Optics letters, v. 22, n. 14, p. 1047-1049, 1997, doi: 10.1364/OL.22.001047.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting,, Chicago, IL, USA, 2002, pp. 92-96 vol.1, doi: 10.1109/PESS.2002.1043183.

DEZ ANOS DE ANÁLISES NA ESTACIONARIEDADE DAS VAZÕES AFLUENTES ÀS USINAS DO SIN: O QUE MUDOU?

Daniel Henrique Marco Detzel[1]; Victor Gabriel Monteiro[1]; Marcelo Bessa[1]; Mauricio Pereira Cantão[1]; Emerson Luís Alberti[2]

[1]Universidade Federal do Paraná; [2]Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. – ELEJOR

RESUMO

Estudos sobre a estacionariedade das séries de vazões afluentes às usinas hidrelétricas (UHEs) do Sistema Interligado Nacional (SIN) ganharam notoriedade no início da década de 2010, quando foram mostrados empreendimentos com tendências de aumento e redução nas vazões em diferentes regiões. No entanto, esta mesma década foi marcada por um severo período de estiagem que impactou diretamente diversas atividades ligadas ao planejamento e à operação do SIN. Assim sendo, este trabalho tem por objetivo apresentar uma análise atualizada nas tendências das séries de vazões afluentes às usinas do SIN, bem como mostrar uma comparação com o cenário de dez anos atrás. Os resultados mostram que 77 UHEs (48% do total) apresentaram tendência, sendo que em 24 delas (31%) foi detectada redução nas vazões e em 53 (69%) aumento. Na análise comparativa entre 1931-2010 e 1931-2020, percebeu-se um aumento substancial no número de UHEs cujas séries apresentaram redução nas vazões. Em séries com tendências de aumento, mostra-se que a intensidade do sinal reduziu pela primeira vez desde o início dos estudos sobre não estacionariedade nas usinas do SIN.

Palavras-chave: Não estacionariedade; Tendências; Mann-Kendall; Usinas hidrelétricas.

ABSTRACT

Studies on the stationarity of the National Interconnected System (SIN) hydropower plants' (HPPs) streamflow time series gained notoriety in the early 2010s when increasing and decreasing trends were shown. However, this last

decade was marked by a severe drought period that directly impacted several activities related to the planning and operation of the SIN. Therefore, this paper aims to present an updated trend analysis of the SIN power plants' streamflows series and to show a comparison with the ten years ago scenario. The results exhibit that 77 HPPs (48% of the total) presented trends; a reduction was detected in 24 of them (31%), while an increase was identified in 53 (69%). In the comparative analysis between 1931-2010 and 1931-2020, there was a substantial increase in the number of HPPs that series showed a reduction in streamflows. In series with increasing trends, it is shown a decrease in the signal strength for the first time since the beginning of studies on non-stationarity in SIN hydropower plants.

Keywords: Nonstationarity; Trends; Mann-Kendall; Hydropower plants.

1. INTRODUÇÃO

A partir da década de 1990, a questão das mudanças climáticas começou a ganhar força na comunidade científica, o que fez com que hidrólogos passassem a analisar a estacionariedade de séries de chuva e vazão com o propósito de entender alguma possível consequência do fenômeno. Nesse contexto, Müller *et al*. (1998) e Genta *et al*. (1997) foram trabalhos relevantes publicados no final da década de 1990 que apontaram aumento em séries de vazão de regiões localizadas na bacia incremental da usina de Itaipu e em partes da América do Sul, respectivamente.

No início da década de 2000, Guetter e Prates (2002) apontaram o chamado "degrau climático" como uma possível explicação para as tendências de aumento de vazões que foram detectadas no Sul do Brasil a partir da década de 1970. Esse período ficou conhecido na região como a data de início do aumento das vazões de diversas bacias, principalmente localizadas nos estados do Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e sul de São Paulo. De acordo com Tucci (2007), esse aumento foi potencializado por alterações no uso do solo principalmente para a criação de áreas agrícolas e de pasto, as quais ocorreram também a partir de 1970.

Desde então, cresceu o interesse em estudar quais seriam as eventuais consequências de aumentos (ou reduções) nas séries de vazão para os diversos setores usuários dos recursos hídricos. Dentro desse contexto, pode-se apontar o setor elétrico como um dos principais interessados na questão. Detzel *et al.* (2011), publicaram um dos primeiros trabalhos preocupados em avaliar a não estacionariedade em nível nacional, com foco específico em todas as usinas hidrelétricas (UHEs) em operação no Sistema Interligado Nacional (SIN) até então. Os resultados mostraram que 75 das 146 usinas (51%) apresentavam não estacionariedade, em sua grande maioria na forma de tendências de aumento nas vazões. Todas operavam também nas regiões Sul e Sudeste do Brasil. Resultados similares foram obtidos em estudos posteriores feitos pelo mesmo grupo de pesquisa (Detzel *et al.*, 2017; Detzel *et al.*, 2018).

O tema foi também estudado por Chagas e Chaffe (2018), que identificaram tendências de aumento nas vazões de rios da bacia do Iguaçu e Uruguai. Da mesma forma, Silva *et al*. (2019) detectaram aumentos nas afluências de rios das bacias do Paraná na região da usina de Itaipu.

Entretanto, a década de 2010 foi notadamente marcada por períodos de seca que afetaram diferentes regiões brasileiras. Esses períodos foram de tal severidade que se sugeriu uma possível alteração no período crítico das vazões afluentes às usinas dos subsistemas Norte, Nordeste e partes do Sudeste/Centro-Oeste (Detzel *et al.*, 2019). Séries com evidências de não estacionariedade trazem reflexos importantes no planejamento e operação do SIN, que vão desde alterações em curvas de regularização de reservatórios até aumento do risco de falha de estruturas de segurança em barragens. Motivado por esses efeitos e pelo histórico de resultados anteriormente citados, o presente artigo tem como objetivo revisitar e atualizar o estudo sobre tendências de longo termo nas séries de vazões afluentes às UHEs atualmente em operação no SIN.

2. MÉTODO DE ANÁLISE

No presente estudo, aplica-se o teste de Mann-Kendall (MK) para a verificação de tendências de longo termo. Trata-se de uma inferência bem

difundida na literatura para a detecção de tendências em séries de fenômenos naturais. Além da independência entre os elementos de uma amostra, o teste se baseia no pressuposto de que a probabilidade de ocorrência desses elementos é a mesma.

O fundamento do teste está na comparação da grandeza entre os elementos da amostra z_t $(t = 1, \dots, n)$, contabilizando os sinais resultantes das subtrações entre eles. Em outras palavras, fixando-se um ano i, verificam-se quantos elementos posteriores $(j, j+1, j+2, \dots)$ são maiores ou menores do que ele. A equação (1) define matematicamente o procedimento (Yue *et al*., 2002):

$$MK = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^{n} sgn[z_j - z_i] \qquad (1)$$

onde $sgn[\dashv]$ é o sinal resultante da operação entre colchetes ao qual se associa -1, 0 ou 1, de acordo com o resultado da equação (2):

$$sgn[z_j - z_i] = \begin{cases} 1, se\ (z_j - z_i) > 0 \\ 0, se\ (z_j - z_i) = 0 \\ -1, se\ (z_j - z_i) < 0 \end{cases} \qquad (2)$$

Para amostras com mais de oito elementos, a estatística MK possui distribuição aproximadamente normal com $E[MK] = 0$ e variância calculada pela equação (3):

$$VAR[MK] = \frac{n(n-1)(2n+5)}{18} \qquad (3)$$

A variável normal padrão é, por fim, calculada de acordo com a expressão (4):

$$\Phi = \begin{cases} \dfrac{MK-1}{\sqrt{VAR[MK]}}, & se\ MK > 0 \\ 0, & se\ MK = 0 \\ \dfrac{MK+1}{\sqrt{VAR[MK]}}, & se\ MK < 0 \end{cases} \quad (4)$$

Para um teste bilateral, a hipótese nula de série sem tendência é rejeitada quando $|\Phi| > \Phi_{1-\alpha/2}$, sendo α o nível de significância adotado.

A aplicação de inferências estatísticas como o teste MK requer que as séries atendam a certas premissas, dentre elas a de independência temporal. Em séries de fenômenos naturais, principalmente hidrológicos, essa premissa raramente se verifica. Portanto, é necessário adotar procedimentos metodológicos que permitam com que os resultados dos testes expressem as significâncias estatísticas adequadas. Para este trabalho, utiliza-se uma técnica conhecida por *prewhitening*, na qual a dependência temporal da série é removida antes da execução do teste. Os detalhes e equacionamentos pertinentes são retirados de Hamed (2009).

Os resultados apresentados neste artigo seguem duas premissas importantes. A primeira é que as séries submetidas ao teste estatístico são em escala anual. A razão para essa escolha é que o que se investiga aqui são eventuais tendências advindas de fenômenos de grande escala. Além disso, a sazonalidade é um fator que não é levado em consideração pelo método proposto. A segunda premissa é que o nível de significância considerado é de 5%. Assim sendo, p-valores inferiores a esse percentual indicam não estacionariedade.

3. DADOS UTILIZADOS

As análises foram aplicadas a todas as 161 UHEs em operação com data base de janeiro de 2022. Os dados foram coletados diretamente do *deck* de preços disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e se referem a vazões naturais médias anuais entre 1931 e 2020. Inicialmente, os

testes foram aplicados a todo o histórico, permitindo a caracterização da condição de estacionariedade de todas as UHEs estudadas na data mais atual disponível. Posteriormente, fez-se uma análise comparativa entre os períodos de 1931-2010 e 1931-2020, com intenção de verificar o possível impacto da forte crise hídrica observada na última década.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Condição atual

A Figura 1 exibe o resultado do teste MK aplicado a todas as usinas do SIN. No mapa, os círculos azuis indicam tendência de aumento, vermelhos sugerem tendências de redução e brancos apontam séries sem tendência significativa. Além disso, a dimensão dos círculos está atrelada à intensidade da tendência, a qual é mensurada de acordo com a magnitude da estatística Φ do teste (ver equação (4)).

Os resultados exibem uma evidente separação das regiões Sul e sul do Sudeste e Centro-Oeste em relação às demais regiões do país. Enquanto as primeiras exibem séries com tendências de aumento nas vazões, as últimas se dividem em séries sem tendência e com tendência de redução. As UHEs com séries sem tendência (parte alta da bacia do rio Paraná, nos estados de Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso) aparentam separar os agrupamentos de UHEs com tendências de aumento ou de redução.

Considerando as UHEs com tendências de redução, é notável a semelhança dos resultados mostrados no mapa da Figura 1 com os encontrados por Detzel *et al.* (2019). No citado estudo, os autores avaliaram uma possível alteração no período crítico de afluências das usinas do SIN. Os resultados mostraram que muitas das UHEs que tiveram o período crítico alterado são as mesmas que apresentaram tendências de redução de vazão. Tratam-se, portanto, de resultados coerentes.

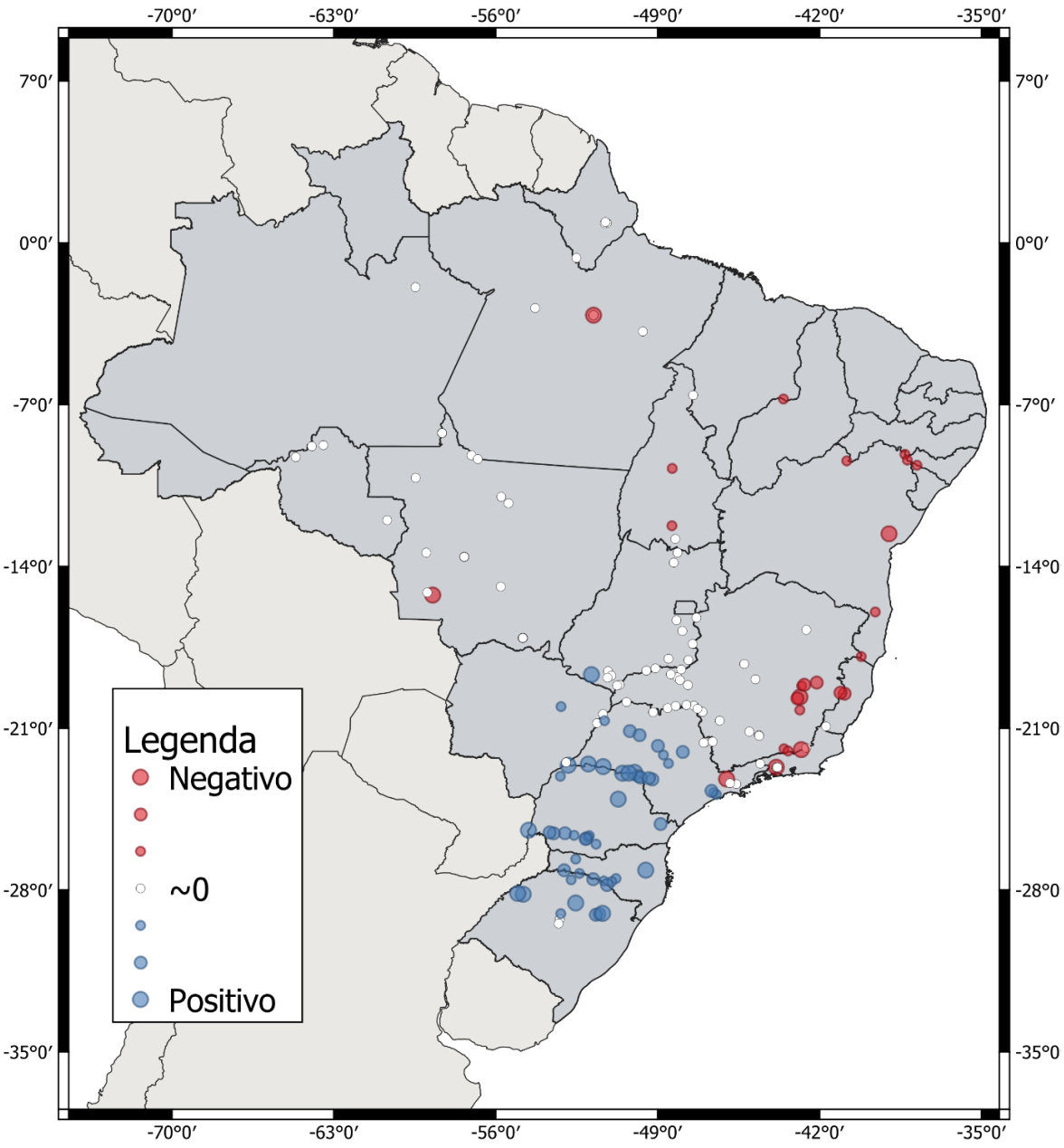


Figura 1 – Tendências de longo termo das séries de vazões médias anuais afluentes às usinas do SIN, para o período 1931 a 2020

No caso das UHEs com tendências de aumento, os resultados são similares a diversos estudos anteriormente apresentados para a região. De fato, o fenômeno do aumento das vazões no Sul do país é conhecido desde final da década de 1990 (Müller *et al.*, 1998), sendo atribuído principalmente às mudanças de uso do solo que as bacias sofreram após da década de 1970

(Tucci, 2007). Percebe-se que esse padrão de aumento vem se mantendo ao longo dos anos.

Em números, 77 UHEs (48% do total) apresentaram tendência, sendo que em 24 delas (31%) foi detectada redução nas vazões e em 53 (69%) aumento. As 84 UHEs restantes não apresentaram tendências estatisticamente significativas.

4.2 Comparação 1931-2010 e 1931-2020

A Figura 2 mostra o resultado da análise de tendências de longo termo para o período 1931-2010. Na comparação com a Figura 1, percebe-se um aumento substancial no número de UHEs cujas séries apresentaram redução nas vazões. Estas estão localizadas na porção norte e nordeste do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e subsistemas Norte e Nordeste, com destaque para a bacia do rio São Francisco.

Para as regiões anteriormente identificadas com tendências de aumento nas vazões, mostra-se que foram mantidas as características. Contudo, a intensidade das tendências perdeu força, o que fica evidente pela menor dimensão dos círculos marcadores no mapa da Figura 1. Este é um resultado importante e pode ser apontado como inédito desde o início dos estudos de não estacionariedade voltados a séries do SIN.

Em todos os casos, pode-se associar os resultados encontrados à crise hídrica da última década, que se manifestou em regiões e anos distintos. Dentre outros, a seca foi relatada na região metropolitana da cidade de São Paulo entre 2013 e 2015 (Freitas, 2020), na bacia do rio São Francisco entre 2012 e 2017 (de Jong *et al*., 2018) e na região Sul do Brasil entre 2019-2020 (Grimm *et al*., 2020). De acordo com os resultados mostrados neste artigo, percebe-se que os eventos foram de tal severidade que afetaram as tendências de longo termo da grande maioria das séries de vazão afluente às usinas do SIN.

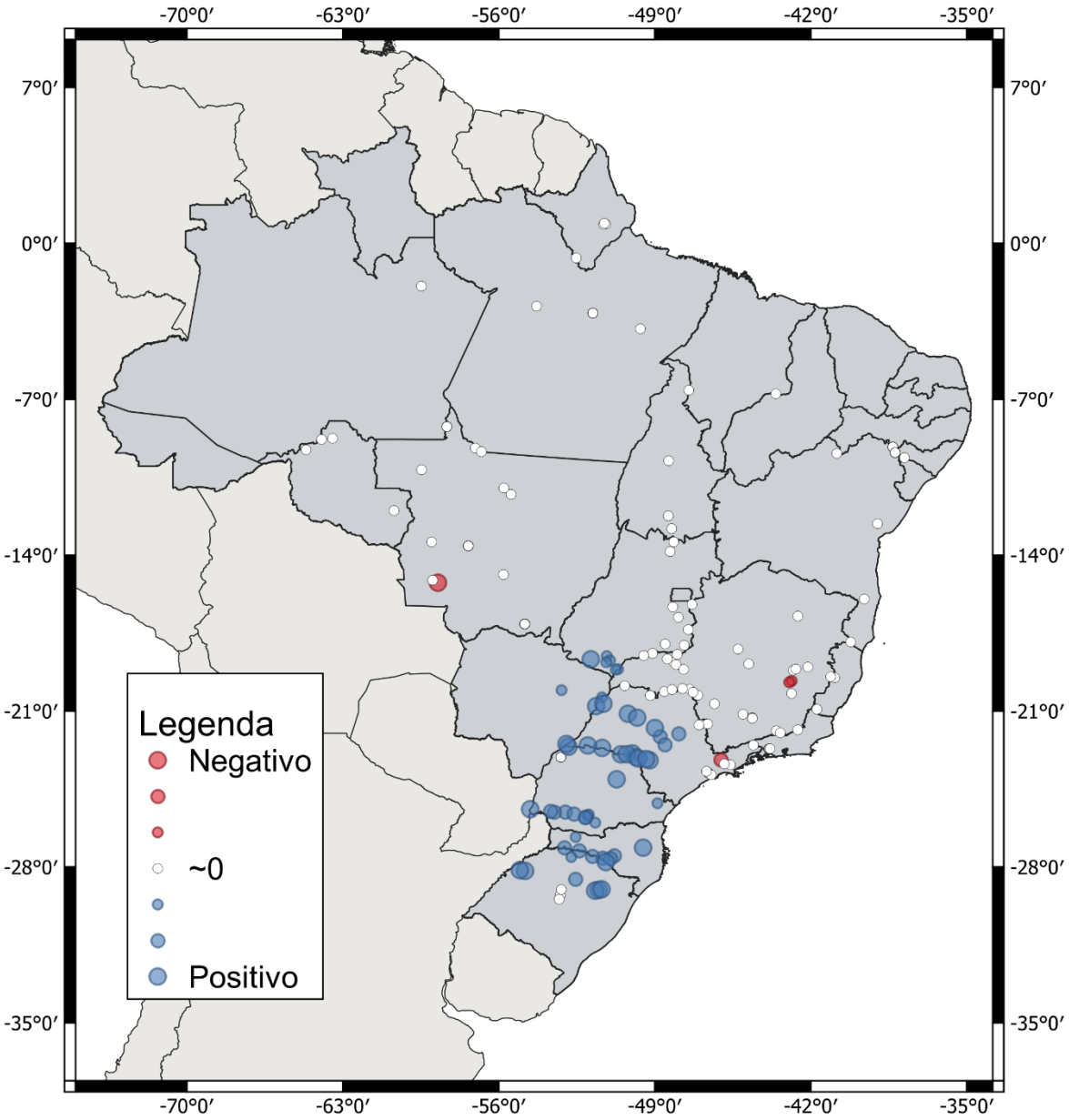


Figura 2 – Tendências de longo termo das séries de vazões médias anuais afluentes às usinas do SIN, para o período 1931-2010.

5. CONCLUSÃO

Os resultados aqui mostrados permitem concluir que diversas séries hidrológicas atualmente consideradas no planejamento do SIN apresentam características de não estacionariedade. Muito embora essa constatação não seja nova, uma comparação entre os períodos de 1931-2010 e 1931-2020

permitiu evidenciar dois resultados principais: (i) aumento no número de UHEs cujas séries apresentam tendências significativas de decrescimento e (ii) perda na intensidade da tendência positiva de UHEs cujas séries já vinham apresentando tendências de crescimento em estudos anteriores. Ambos os resultados podem ser atribuídos à severa estiagem observada em diferentes regiões do Brasil durante a década de 2010.

As análises aqui exibidas sugerem que resultados de estudos sobre tendências de séries hidrológicas não devem ser considerados como definitivos. Sempre que possível, recomenda-se que tais análises sejam feitas nos momentos em que as atualizações dos registros históricos são publicadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHAGAS, V. B. P.; CHAFFE, P. L. B. The role of land cover in the propagation of rainfall into streamflow trends. Water Resources Research, v. 54, p. 5986–6004, 2018.

DETZEL, D. H. M.; BESSA, M. R.; VALLEJOS, C. A. V.; SANTOS, A. B.; THOMSEN, L. S.; MINE, M. R. M.; BLOOT, M. L.; ESTRÓCIO, J. P. Estacionariedade das Afluências às Usinas Hidrelétricas Brasileiras. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 16, n. 3, p. 95–111, 2011.

DETZEL, D. H. M.; MEDEIROS, L. de.; MARCILIO, D. C.; OENING, A. P.; TOSHIOKA, F. Estacionariedade estatística das Energias Naturais Afluentes aos subsistemas brasileiros. In SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 22., 2017, Florianópolis. Anais... Porto Alegre: ABRHidro, 2017, p. 1-7.

DETZEL, D. H. M.; MEDEIROS, L. de.; KOWALCZUK, B. C.; KARLY, M. V.; BESSA, M. R.; GEUS, K. de. O comportamento (não) estacionário das vazões afluentes às UHEs do SIN. In CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 11., 2018. Cuiabá. Anais… Itajubá: SBPE, 2018, p. 1-10.

DETZEL, D. H. M.; MARTINI FILHO, L. R.; RANGEL, L. M. A.; BESSA, M. R.; GEUS, K. de. Acerca do período crítico das usinas hidrelétricas brasileiras. In SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 23., 2019. Foz do Iguaçu. Anais… Porto Alegre: ABRH, 2019, p. 1–10.

FREITAS, G. N. de. São Paulo drought: trends in streamflow and their relationship to climate and human-induced change in Cantareira watershed, Southeast Brazil. Hydrology Research, v. 51, n. 4, p. 750–767, 2020.

GENTA, J. L.; PEREZ-IRIBARREN, G.; MECHOSO, C. R. A. Recent increasing trend in the streamflow of rivers in Southeastern South America. Journal of Climate, v. 11, p. 2858–2862, 1997.

GRIMM, A. M.; ALMEIDA, A. S.; BENETI, C. A. A.; LEITE, E. A. The combined effect of climate oscillations in producing extremes: the 2020 drought in Southern Brazil. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 25, e48, 2020.

GUETTER, A. K.; PRATES, J. E. Degrau climático nas séries de vazões das bacias brasileiras. In CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, 12., 2002. Foz do Iguaçu. Anais… Rio de Janeiro: SBMET, 2002, p. 2099-2110.

HAMED, K. H. Enhancing the effectiveness of prewhitening in trend analysis pf hydrologic data. Journal of Hydrology, v. 368, p. 143–155, 2009.

de JONG, P., TANAJURA, C. A. S., SÁNCHEZ, A. S., DARGAVILLE, R., KIPERSTOK, A., Torres, E.A. Hydroelectric production from Brazil's São Francisco River could cease due to climate change and inter-annual variability. Science of the Total Environment, v. 634, p. 1540-1553, 2018.

MÜLLER, I. I. KRÜGER, C. M.; KAVISKI, E. Análise de estacionariedade de séries hidrológicas na bacia incremental de Itaipu. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 3, n. 4, p. 51–71, 1998.

SILVA, W. L., XAVIER, L. N. R., MACEIRA, M. E. P., ROTUNNO, O. C. Climatological and hydrological patterns and verified trends in precipitation and

streamflow in the basins of Brazilian hydroelectric plants. Theoretical and Applied Climatology, v. 137, p. 353–371, 2019.

TUCCI, C. E. M. Mudanças climáticas e impactos sobre os recursos hídricos no Brasil. Ciência & Ambiente, Universidade Federal de Santa Maria, UFSM, Santa Maria, pp.137-156, 2007.

YUE, S., PILON, P., PHINNEY, B., CAVADIAS, G. The influence of autocorrelation on the ability to detect trend in hydrological series. Hydrological Processes, v. 16, n. 9, p. 1807–1829, 2002.

DIAGNÓSTICO DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO PARA MOBILIDADE ELÉTRICA DA CIDADE DE FORTALEZA

Paula Meyer Soares[1]; Antonio Paulo de Hollanda Cavalcante[2];
Hariel Abreu Pereira[2]; Paulo Cesar Silva[1]

[1]Universidade de Brasília; [2]Universidade Federal do Ceará

RESUMO

O avanço da degradação ambiental e seus efeitos no cotidiano das cidades são perceptíveis. As externalidades negativas, como aumento da poluição, maior tempo em trânsito para o deslocamento de um ponto a outro tem sido temas discutidos e debatidos por especialistas em planejamento urbano e energético. A adoção de medidas que minimizem as emissões de CO2 e seus efeitos na vida da população são relevantes nesse século XXI. A inclusão de ações que promovam a eletrificação do transporte público é uma das estratégias adotadas pelos países europeus. Sendo assim, o estudo busca realizar um diagnóstico do planejamento energético para mobilidade elétrica na cidade de Fortaleza. A cidade de Fortaleza é uma das maiores metrópoles da região Nordeste, com 2,5 milhões de habitantes com uma frota de ônibus composta por 2.880 ônibus movidos a diesel e a idade média é de 10 anos. O estudo de viabilidade econômica considera diferentes cenários construídos a partir de hipóteses relativas a percentual de financiamento, taxa de juros etc. Os resultados preliminares mostram que a substituição prévia de 30% das linhas mais rentáveis em termos de arrecadação traz TIR e VPL pouco atrativos e negativos. O elevado dispêndio para a adoção de uma iniciativa dessa natureza.

Palavras-chave: mobilidade elétrica, Fortaleza, meio ambiente, avaliação econômica

ABSTRACT

The advance of environmental degradation and its effects on the daily life of cities are noticeable. Negative externalities, such as increased pollution, longer transit

time to travel from one point to another, have been topics discussed and debated by specialists in urban and energy planning. The adoption of measures that minimize CO2 emissions and their effects on the lives of the population are relevant in this 21st century. The inclusion of actions that promote the electrification of public transport is one of the strategies adopted by European countries. Therefore, the study seeks to carry out a diagnosis of energy planning for electric mobility in the city of Fortaleza. The city of Fortaleza is one of the largest metropolises in the Northeast region, with 2.5 million inhabitants with a bus fleet consisting of 2,880 diesel-powered buses and the average age of 10 years. The economic feasibility study considers different scenarios constructed from hypotheses regarding the percentage of financing, interest rate, etc. Preliminary results show that the prior replacement of 30% of the most profitable lines in terms of revenue brings IRR and NPV unattractive and negative. The high expense for the adoption of an initiative of this nature.
Keywords: electric mobility, Fortaleza, environment, economic evaluation

1. INTRODUÇÃO

A degradação do meio ambiente constitui em um dos maiores desafios a serem enfrentados pelo homem no início desse século. As previsões futuras decorrentes do aumento da temperatura global não são animadoras.

O avanço das emissões de gases de efeito estufa, GEE, impulsiona essa degradação em curso do meio ambiente. E a perpetuação dos meios de produção assentados em insumos que resultem em mais emissões de GEE futuramente tendem a desenhar um futuro mais incerto para as próximas gerações.

Apesar do Brasil ter uma das matrizes energéticas mais renováveis do planeta, cerca de 46% da geração de energia elétrica é oriunda de fontes renováveis, o uso de utilitários movidos a combustíveis fósseis no Brasil ainda é bastante expressivo (EPE, 2021)

De acordo com os dados do Balanço energético Nacional, 2020, o setor de transporte respondeu por 31,2% do total da energia utilizada no país. O setor

energético, utilizou 11,2% da oferta de energia. A maior parte dos utilitários de transporte no Brasil utiliza combustíveis fósseis, o que dificulta o planejamento e a previsão em um curto prazo das emissões conforme previsto na COP26 (EPE, 2021)

Apesar das emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil equivaler a ⅓ das emissões de um cidadão chinês, as iniciativas de introdução de fontes limpas de energia (biogás, etanol, gás natural, eletricidade) estão na pauta do dia de modo que se reduza cada vez mais as emissões de CO2. (EPE, 2021)

Diante do exposto, a descarbonização dos processos produtivos e de geração de energia se fazem necessários de modo a retardar o avanço dessa degradação.

E o avanço das políticas que visam a eletrificação da mobilidade nos centros urbanos tem sido um dos eixos do acordo assinado pelo Brasil e por mais 194 países que visa a redução da emissão de GEE.

O referido artigo tem o objetivo de realizar estudo acerca do processo de eletrificação parcial da frota de transporte público da Região Metropolitana de Fortaleza.

Em 2022, foi publicado o Decreto nº 34.733 de 12 de maio de 2022 que instituiu o Plano Estadual de Transição energética do Ceará – Ceará Verde. E em meio a urgência do Brasil e dos municípios pensarem ou repensarem suas políticas públicas ambientais e de mobilidade urbana o estudo é atual e de grande importância.

2. A MOBILIDADE ELÉTRICA E O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O crescimento das cidades e a migração da população para os centros urbanos é fruto do processo de industrialização do país desde os anos 40. A busca por qualidade de vida melhor e níveis de renda mais robustos, a validação do modelo seguido pelos países desenvolvidos tinha centrado no modal rodoviário um dos pré-requisitos.

O desenvolvimento da malha rodoviária e a expansão do transporte urbano (público e privado) ancorou inclusive o desenho urbanístico das cidades brasileiras. A maior parte dos deslocamentos ocorre utilizando o modal rodoviário e cuja fonte de energia utilizada é originária de fontes fósseis – diesel e gasolina- altamente poluentes.

Esse “excesso” de veículos movidos a fontes poluentes tem conduzido o país a buscar alternativas de energia mais disponíveis e políticas públicas que amenizem a emissão de GEE e que façam cumprir os acordos ambientais internacionais assinados pelo país.

Em 2019, o Brasil foi um dos signatários do Acordo de Paris que previa a adoção de iniciativas que reduzissem as emissões de GEE. Para tanto, a inserção de tecnologias se faz necessário e que promovam o uso eficiente dos recursos energéticos, o incentivo de fontes renováveis, a substituição dos processos produtivos poluentes por outros menos invasivos e danosos ao meio ambiente e a eletrificação dos meios de transporte.

O Brasil vem adotando diferente políticas que visem esses objetivos tais como:

1. Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade Urbana para Mitigação e Adaptação à Mudança do Clima (PSTM) - Decreto nº 7.390, de 9 de dezembro de 2010, que regulamenta a Política Nacional sobre Mudança do Clima e também integra a estratégia nacional de mitigação e adaptação à mudança do clima.

2. Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU) - Lei 12.587/2012: promove a integração entre os modos e serviços de transporte urbano tendo como prioridade os meios de transporte não motorizados e o transporte público coletivo. A referida Lei impõe que municípios com população acima de 20 mil habitantes desenvolvam seus planos de mobilidade urbana. O Plano de Mobilidade Urbana deve colocar em prática os princípios, objetivos e diretrizes da Política Nacional da Mobilidade Urbana (PNMU) cujo objetivo seja promover a integração do planejamento urbano, de transporte e de trânsito observando os princípios de inclusão social e espacial e da sustentabilidade ambiental.

3. O Plano Nacional de Logística Integrada (PNLI): é um plano de longo prazo elaborado pela Empresa de Planejamento e Logística (EPL), empresa estatal criada pela Lei 12.743, de 19 de dezembro de 2012, com a finalidade de elaborar estudos de planejamento estratégico que otimizem a movimentação de cargas com o uso de diferentes modalidades de transporte (rodoviário, ferroviário, aquaviário, aéreo etc) de tal modo a integrar a logística no país.

Além destas políticas temos outras iniciativas que visem desenvolver o potencial energético e o uso adequado de outros combustíveis que agridam menos na natureza, tais como: Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), Plano Nacional de Eficiência (PNEf), Programa Rota 2030 de Mobilidade e Logística, Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), projeto Eficiência Energética na Mobilidade Urbana, Programa Mobilidade Elétrica e Propulsão Eficiente (PROMOB-e), Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV), Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET).

No âmbito municipal, a cidade de Fortaleza recentemente teve o Decreto nº 34.733 de 12 de maio de 2022 que institui o Plano Estadual de Transição energética jdo Ceará – Ceará Verde.

No que diz respeito a mobilidade elétrica, os objetivos do Ceará Verde estão definidos no Art 3º como sendo:

> Art. 3º São objetivos do CEARÁ VERDE:
> I - a redução, neutralização, compensação das emissões dos gases de efeito estufa, observadas a Política Estadual Sobre Mudanças Climáticas – PEMC do Estado do Ceará, prevista pela Lei Estadual nº 16.146, de 14 dezembro de 2016, e as diretrizes internacionais estabelecidas pelo Acordo de Paris e pela Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas - COP26;
> II - o apoio ao desenvolvimento científico-tecnológico associado à produção, processamento e utilização de Energias Renováveis, Biocombustíveis, H_2V e seus derivados no Estado; [...]

Os desafios de implantação da eletromoblidade no país são variados, tais como: identificação das barreiras e oportunidades da cadeia industrial, identificação dos nichos prioritários, construção da infraestrutura (entrepostos), adequação da rede elétrica , aspectos regulatórios e mercadológicos ainda não definidos, definição de política de descarte dos insumos dessa indústria, tais como baterias e por fim aspectos econômicos e culturais associados à posse de veículos pelos cidadãos e as condições do mercado automobilístico brasileiro frente ao mercado mundial.(PNE, 2021)

3. METODOLOGIA

A realização do referido estudo baseou-se em referencial bibliográfico que aborda a questão da mobilidade elétrica e avaliação econômica acerca da substituição parcial ou total de utilitários comuns por elétricos. Foram coletados artigos, livros e estudos realizados por diferentes autores que discutem a viabilidade da mobilidade elétrica no Brasil no âmbito do transporte público.

A realização da pesquisa documental de caráter descritivo sobre o assunto foi realizada com o intuito de angariar informações relativas às linhas de ônibus que circulam na Região Metropolitana de Fortaleza (RM Fortaleza) considerando os valores de arrecadação diária, quilometro rodado por habitante, quilometro médio etc.

Posteriormente serão apresentadas análises qualitativas e quantitativas com o intuito de identificar as possíveis causas do problema central levantado no trabalho.

A avaliação econômica foi realizada observando-se as particularidades da amostra em estudo. Foram simulados diferentes cenários econômicos, considerando-se as possibilidades de substituição parcial da frota atual de veículos de transporte público movidos por motor de combustão a diesel por veículos elétricos bem como a substituição dos utilitários das linhas que possuem arrecadação diária de menor monta por veículos elétricos porte médio.

A análise realizada não considera os gastos com infraestrutura. Portanto o estudo ora apresentado é preliminar, considerando várias premissas de modo a construir os cenários.

Portanto trata-se de uma pesquisa teórico-experimental para buscar informações alusivas aos conceitos de veículos elétricos e às tecnologias que os compõem, dando maior evidência ao fator econômico.

4. FROTA DE VEÍCULOS DE FORTALEZA

Fortaleza é a maior cidade do Ceará, e a região metropolitana de Fortaleza é a 6ª mais populosa do Brasil - atualmente são 2,7 milhões de habitantes e 14,7% da população é motorizada. (IBGE, 2021)

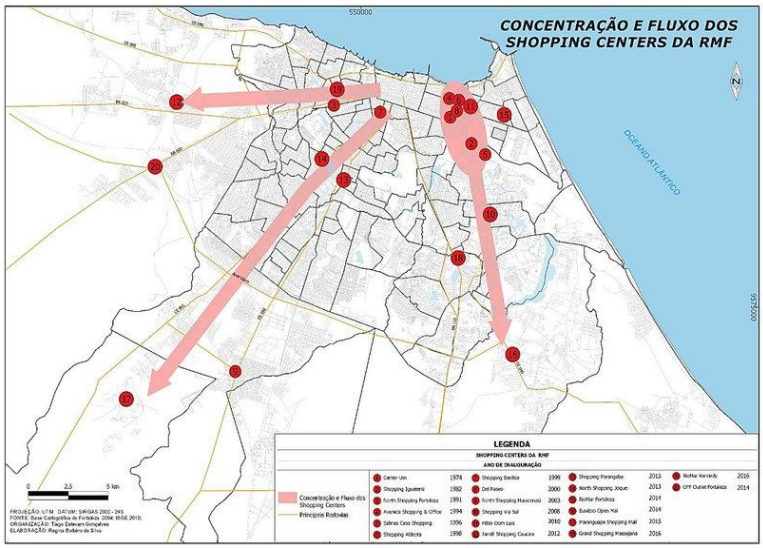


Figura 1 – Região Metropolitana de Fortaleza - Axiais

Fonte: Googleimagens, 2021

O presente estudo é crucial para a mensuração da possibilidade de substituição parcial ou total da frota de veículos de transporte público por elétricos. Atualmente a circulação de passageiros nesse modal rodoviário público não é desprezível. O PIB per capita da capital do Ceará é de R$ 25.254, dados de 2021. Apesar de ocupar a 20ª posição em relação às demais capitais

do país, a população ocupada no estado do Ceará é de 3.361.735 habitantes. (IBGE, 2021)

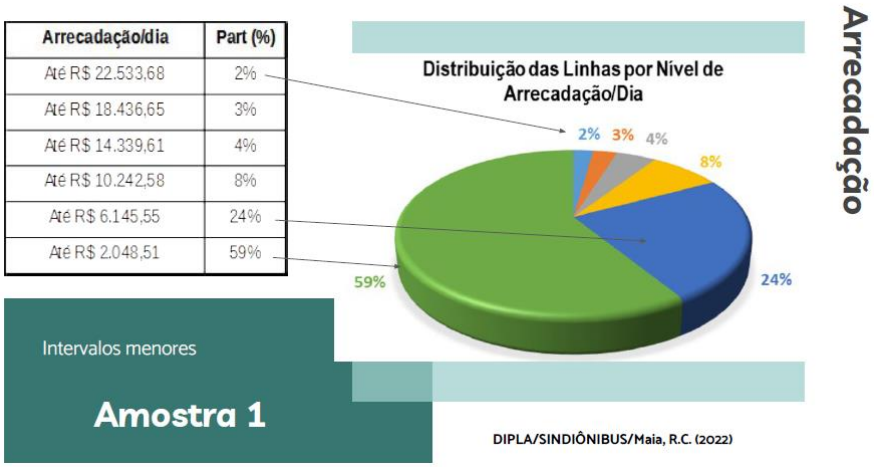
A frota de ônibus que atualmente circula na cidade de Fortaleza, segundo o Mapa de Operacionalização de Linha (MOL) da DIPLA/ETUFOR, Empresa de Transportes Urbanos de Fortaleza, é composta por 2.029 veículos, com 1.680 em plena atividade, com uma distância média diária percorrida de 204,65 km e o IPK é de 2,46 passageiros.

Cerca de 14,6% da população que mora em Fortaleza é motorizada, daí a importância da realização de um estudo dessa natureza que aborde a possibilidade de substituição parcial ou total da frota atual de transporte público a combustão por veículos elétricos.

No que tange à oferta de transporte público, Fortaleza possui 920 linhas registradas, das quais 296 linhas de ônibus estão em operação, concentradas em 8 empresas de transporte.

Nesse universo de 920 linhas, a arrecadação média diária é de R$ R$ 4.696,90/dia. O Gráfico 1 mostra que nesse universo de linhas de ônibus, existem linhas que arrecadam por dia R$ 24.683,00 e outras R$ 1.030,70.

Gráfico 1- Distribuição das Linhas por nível de Arrecadação/dia



Fonte: DIPLA/SINDIONIBUS, 2022

A Região Metropolitana de Fortaleza, apresenta um adensamento urbano de uma população que utiliza o transporte público. Considerando o tempo despendido no trajeto casa-trabalho-casa, percebe-se que, em um período de 10 anos, o tempo médio em 1992 foi de 28,4 minutos para 30,2 minutos em 2012 (VIANNA e YOUNG, 2015). Essa permanência em transporte público pode ser melhorada, observando as vias de maior fluxo de pessoas e de transporte de utilitário e realizando um planejamento urbano que atente para as áreas que futuramente demandarão maior número de veículos, possibilitando o estabelecimento de prioridades de melhorias e alargamento de determinadas vias futuramente.

O Quadro 1 mostra que a população da RM de Fortaleza que utilizava o transporte público despendeu em média 67,91 minutos/dia para realizar esse trajeto. As RM de São Paulo e Rio de Janeiro alcançaram tempo médio de 100,53 e 100,00 minutos/dia respectivamente. Esses dados mostram as várias facetas do transporte público nas principais regiões metropolitanas do país em que é nítida a necessidade de planejamento urbano de maior e melhor qualidade para o cidadão que utiliza o transporte coletivo.

Quadro 1- Tempo médio de deslocamento do domicílio para o trabalho por Região Metropolitana- Brasil 2010

REGIÃO METROPOLITANA	TEMPO GASTO/DIA (min)	POP. OCUPADA
RMSP	100,53	9.479.401
RMRJ	100,00	5.280.482
RM SALVADOR	84,09	1.622.506
RM BELO HORIZONTE	80,93	2.693.139
RM RECIFE	78,75	1.484.673
RM MANAUS	78,67	862.220
GRANDE VITÓRIA	73,76	799.495
RM CURITIBA	76,65	1.657.198
RM BELÉM	71,25	883.077
BAIXADA SANTISTA	69,32	746.112
RM FORTALEZA	67,91	1.585.827
RM GOIÂNIA	67,78	1.146.499
RM PORTO ALEGRE	67,30	1.998.214
RM CAMPINAS	63,52	1.421.372
MÉDIA	**77,18**	**31.660.215**
MEDIA PONDERADA	**86,25**	

Fonte: Extraído de Vianna e Young (2015)

Dentro desse contexto, o estudo parte de um ponto para o dimensionamento de uma proposta de substituição parcial da frota de transporte público por veículos elétricos e que possibilitem a melhoria da qualidade de vida do cidadão da RM de Fortaleza.

5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A realização do estudo baseou-se na construção de alguns cenários, considerando-se como base de referência a arrecadação/dia. Uma vez que a amostra utilizada possui característica heterogênea, ou seja, uma parcela grande das linhas de ônibus concentra-se no valor de arrecadação/dia de até R$ 2.048,51, e as demais linhas possuem arrecadação acima desse valor. Concebeu-se 6 cenários econômicos considerando a substituição parcial dos veículos a combustão por veículos elétricos.

A construção de cada um dos cenários adotou premissas – técnicas e financeiras de tal modo que pudéssemos visualizar e analisar a viabilidade econômica da substituição parcial da frota atual por utilitários elétricos (Vide Quadros 01 e 02).

Cada cenário observou diferentes aspectos da amostra em questão, e a sugestão de análise econômico parte de algumas premissas.

Quadro 1 – Parâmetros Financeiros

Parâmetros Financeiros	
TJLP (%)	**4,55%**
Diesel (litro) (30.12.21)	**R$ 5,57**
Imposto de Importação	**60%**
ICMS	**18%**
Tarifa Kwh (Faixa de consumo 301-500 Kwh/mês)	**R$ 0,90**
PIS/PASEP	**0%**
COFINS	**0%**
ICMS ENERGIA	**21%**
Tempo de análise	**12 anos**
Dias	**360 dias**

Fonte: elaboração própria (2022)

Quadro 2 – Parâmetros Técnicos

Parâmetros Técnicos	
Ônibus	R$ 2.000.000,00
Micro-ônibus	R$ 1.000.000,00
Vida útil	12 anos
Custos Anuais	
Manutenção	R$ 585.000,00
Seguro/ano	R$ 10.500,00
Motorista/ano	R$ 40.000,00
Impostos/ano	R$ 35.000,00
Abastecimento elétrico R$/dia	R$ 291,72
Custo km rodado	R$ 1,43
Abastecimento elétrico R$/ano	R$ 106.477,80
TOTAL	**R$ 250.477,80**

Fonte: elaboração própria (2022)

A construção dos cenários 01 a 04 considerou a substituição parcial da frota da cidade de Fortaleza das 90 linhas mais rentáveis em termos de arrecadação diária, ou seja, aquelas linhas cuja arrecadação era de R$ 8.777,35/dia, perfazendo R$ 385,2 mil ano em receitas. E por fim os cenários 05 e 06 considerou-se a substituição parcial das linhas que arrecadam R$ 2.911,28/dia por micro ônibus elétricos com receita anual de R$ 345,1 mil em receitas. A estratégia é justamente sugerir a substituição paulatina da frota da cidade de Fortaleza considerando a disposição atual de linhas e número de ônibus que trafegam pela cidade.

No gráfico 1, 24% da frota de ônibus que circulam auferem uma arrecadação diária de R$ 6.145,55 o que corresponde anualmente a uma receita R$ 2,2 milhões. A construção de um cenário com subsidio governamental e ainda a substituição parcial da frota é totalmente plausível.

A viabilidade econômica é possível com níveis de taxa interna de retorno bastante atrativas anuais quando comparadas com a taxa utilizada de 4,55% ao ano e em tempos atuais de 15,75% SELIC, 2022. Essa construção inicial mostra uma viabilidade sem considerar a construção da infraestrutura. Essa por sua vez considera os entrepostos de carregamento dos ônibus que por sua vez ao elaborar novos cenários a rentabilidade anual diminuiria, mas não inviabilizaria.

A substituição sem nenhum subsídio governamental confere TIR de -16% e 10,1 % respectivamente. Os cenários 2 e 3 mostram claramente o quão dispendioso seja substituir parcialmente as linhas de ônibus mais rentáveis da RM de Fortaleza. Por outro lado, se efetuarmos a estratégia de substitui por micro ônibus elétricos as linhas menos rentáveis, observe que tal estratégia apresenta-se mais plausível com TIR de 13% e 15,7% respectivamente. (Cenários 5 e 6)

Apesar dos subsídios de 50% do valor dos investimentos a atratividade melhora mas quando comparada com outros indexadores, SELIC, IBOVESPA, ainda assim são opções bastante dispendiosas e com atratividade menor que tais indexadores. (Cenários 2,4 e 6)

Quadro 3- Resumo dos Cenários Econômicos

Cenário	Investimento	Financiamento	VPL	TIR	Payback
01	R$ 2.000.000,00	100% BNDES	-R$2.815.506,04	-	Mais de 10 anos
02	R$ 2.000.000,00	50% BNDES	-R$ 815.506,04	-16%	Mais de 10 anos
03	R$ 3.520.000,00	100% BNDES	-R$ 2.920.486,22	-	Mais de 10 anos
04	R$ 1.800.000,00	50% BNDES	R$ 1.169.229,50	10,1%	NC
05	R$ 1.000.000,00	100% BNDES	R$ 1.260.893,47	13%	NC
06	R$ 1.000.000,00	50% BNDES	R$ 1.469.069,37	15,7%	NC

Fonte: elaboração própria (2022)

Os cenários acima não contemplam a infraestrutura necessária para recarga dos veículos públicos. A inserção de tais custos por empresas na RM de Fortaleza os resultados se alteram uma vez que a construção dessa infraestrutura torna o fluxo líquido de caixa menor e consequentemente os valores de VPL e TIR serão afetados.

6. CONCLUSÃO

A realização da discussão em torno da substituição total ou parcial do transporte público na RM de Fortaleza por frota elétrica nos revela a importância da realização de estudos dessa natureza.

O estado do Ceará há pouco tempo instituiu por meio da promulgação do Decreto nº 34.733 de 12 de maio de 2022 que institui o Plano Estadual de Transição energética do Ceará – Ceará Verde, isso mostra o grau de maturidade do estado frente a questões climáticas e de mobilidade urbana.

A institucionalidade de leis e decretos que prevejam a necessidade em planejar e repensar o movimento dos cidadãos em suas localidades representa um avanço e preocupação e respeito aos acordos internacionais assinados pelo país, tal como o Acordo de Paris.

A adoção de medidas que mitiguem os efeitos danosos das emissões de GEE futuramente e que façam a temperatura do planeta não ultrapassar mais que 1,5oC mostra que o Brasil vem buscando caminhos para o cumprimento de tais metas climáticas.

A realização do estudo nos revela o lado perverso e dispendioso da substituição parcial de uma frota antiga e movida a diesel da RM de fortaleza por outros veículos públicos elétricos.

Os 6 cenários mostraram o quão é desafiador e o quão será afim de alcançar a substituição completa de toda a frota. É perceptível que a substituição parcial da frota de ônibus que arrecada menos diariamente por micro ônibus possa ser a estratégia mais atrativa considerando ou não subsidio por parte do governo. A TIR e VPL são positivos e a princípio atraentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2050 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020

CAVALCANTE, A. P. H.; PAULA, F. S. M.; FRANCA, D. B. . Análise do Uso do Solo Utilizando Sintaxe Espacial para a Determinação de Locais Críticos para a Implantação de Pólos Geradores de Viagens. In: 16o. Congresso da Associação Nacional de Transportes Públicos - ANTP, 2007, Maceió, AL. Anais do 16o. Congresso da ANTP, 2007.

DOU, Decreto nº 34.733 de 12 de maio de 2022.Disponível em: https://www.ceara.gov.br/wp-content/uploads/2022/04/DECRETO-No34.722-de-30-de-abril-de-2022.pdf. Acesso em 14 de maio de 2022.

CAVALCANTE, A.P., JALES, A.W.L., Utilização da sintaxe espacial na análise da expansão urbana da cidade de Fortaleza-CE: uma abordagem morfológica**,** In: 3º Congresso Luso Brasileiro para o Planejamento Urbano Regional Integrado e Sustentável - PLURIS 2008. p. 162-162.

EPE, Plano Decenal de Energia, 2030.Disponivel em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf. Acesso em 01 de maio de 2022

FORTALEZA, Prefeitura Municipal. Plano Fortaleza 2040. 8 Volumes. Fortaleza: Iplanfor, 2016.

IBGE, IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, in: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacionalde-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas, data de acesso: 01/09/2021.

PEREIRA, Hariel Abreu. Proposta de aplicação do Hidrogênio Verde via energia eólica no transporte coletivo urbano de Fortaleza / Hariel Abreu Pereira. – 2022. 86 f. : il. Color

ROCHA SANTOS, Ana Carolina Fabrício da, Análise da Viabilidade Técnica e Econômica de um Veículo Elétrico Versus Veículo a Combustão, Monografia de Curso de Especialização em Eficiência Energética, Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2017

VASCONCELOS, Paulo Salim Daher, Estudo De Viabilidade Técnica E Econômica De Um Veículo Elétrico Urbano De Carga, Monografia apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

VIANNA, Guilherme S. B., YOUNG, Carlos E. Em busca do tempo perdido: uma estimativa do produto perdido no trânsito no Brasil, Revista Brasileira de Economia Contemporânea, Rio de Janeiro, 2015.

DOU, Decreto nº 34.733 de 12 de maio de 2022.

DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO DE UMA ESCOLA PÚBLICA MUNICIPAL DE TEÓFILO OTONI-MG

Lucas Moreira[1]; Alcino Neto[1]; Luan Giovanelli[1]; Francisco Dalmo[1]

[1]*Universidade Federal dos Vales Jequitinhonha e Mucuri*

RESUMO

O presente trabalho teve por objetivo realizar o diagnóstico energético na Escola Municipal Honorinda Ferreira Cardoso, localizada próxima a Universidade Federal dos Vales Jequitinhonha e Mucuri, no bairro Jardim São Paulo em Teófilo Otoni-MG. Fundamentando-se na metodologia utilizada pela Companhia Energética de Minas Gerais S.A. (CEMIG) apresentada no Regulamento da Chamada Pública de Projetos de Eficiência Energética 01/2019, realizou-se o levantamento do consumo de energia da instituição; uma análise sobre a troca de lâmpadas; e o projeto de um sistema fotovoltaico para atender a demanda da escola. Posteriormente a troca das lâmpadas, o sistema fotovoltaico projetado é capaz de suprir o consumo das lâmpadas, logo, infere-se que a ação conjunta de trocar das lâmpadas e a instalação do sistema fotovoltaico gerará uma economia de recursos financeiros para a escola e, consequentemente, para prefeitura, podendo esta ser convertida em investimentos em outras áreas no município.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Geração Distribuída; Fonte de Energia Renovável, Instituição de Ensino.

ABSTRACT

The present work aimed to carry out an energy diagnosis at the Honorinda Ferreira Cardoso Municipal School, located near the Federal University of Vales Jequitinhonha e Mucuri, in the Jardim São Paulo neighborhood in Teófilo Otoni-MG. Based on the methodology used by Companhia Energética de Minas Gerais S.A. (CEMIG) presented in the Regulation for the Public Call for Energy Efficiency Projects 01/2019, a survey of the institution's energy consumption was carried

out; an analysis of changing light bulbs; and the design of a photovoltaic system to meet the school's demand. After replacing the lamps, the designed photovoltaic system is capable of supplying the consumption of the lamps, so it is inferred that the joint action of changing the lamps and the installation of the photovoltaic system will generate savings in financial resources for the school and, consequently, for the city hall, which can be converted into investments in other areas in the municipality.

Keywords: Energy Efficiency; Distributed Generation; Renewable Energy Source, Educational Institution.

1. INTRODUÇÃO

A alta demanda por energia elétrica nos mais variados processos produtivos, aliada à eventos de escassez dos recursos hídricos – principal fonte de energia utilizada no Brasil, agravada pelas mudanças climáticas, coloca o país em estado de alerta.

Face ao exposto, a economia de energia tornou-se tema central de discussões, sendo fundamental para o desenvolvimento sustentável do país. Neste contexto, o termo “eficiência energética” merece destaque.

Conforme Laureano et al. (2017), a eficiência energética está relacionada à minimização das perdas na conversão da energia primária em energia útil. Portanto, ser energeticamente eficiente significa atender às demandas por energia de maneira a consumir o mínimo possível.

O PEE da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, tem por objetivo promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia. O estímulo ao desenvolvimento de novas tecnologias e à criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica ocorre por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia (LAUREANO et al., 2017).

Nesse contexto, o diagnóstico energético aplicado a um prédio público consolida a preocupação com a eficiência energética na esfera pública,

possibilitando a economia de energia por meio da adoção de práticas e equipamentos mais eficientes, e o posterior direcionamento dessa economia para investimento em outras áreas/setores da sociedade.

O presente trabalho teve por objetivo realizar o diagnóstico energético rem uma escola da rede municipal de ensino de Teófilo Otoni-MG.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Também chamada de geração descentralizada, existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída.

2.1 Matriz energética x matriz elétrica

Embora as nomenclaturas sejam similares, os conceitos aplicados a estas duas matrizes são distintos. A matriz energética pode ser entendida como o conjunto de todas as fontes de energia disponíveis; já a matriz elétrica, mais restritiva, representa todas as fontes disponíveis apenas para a geração da energia elétrica.

A participação majoritária de fontes não renováveis na matriz energética brasileira em 2019, com destaque para o Petróleo e seus derivados (34,3%), demonstrando que o país ainda possui um grande potencial para alteração da matriz energética, de modo a priorizar fontes renováveis (EPE, 2020a).

Segundo Nascimento, Mendonça e Cunha (2012), essa predominância de fontes fósseis na matriz energética de países tem gerado efeitos ambientais negativos, como a emissão de gases de efeito estufa, colocando em risco a sustentabilidade do planeta.

Para Firmiano (2015), a queima de combustíveis fósseis ocorre de forma incompleta, liberando, dentre os gases, o dióxido de carbono (CO2). Bigarani, Zapparoli e Nascimento (2015), citam que o CO2 é o principal gás causador do efeito estufa, com maior participação na emissão pela atividade antrópica entre todos os gases – cerca de 2/3.

Já em relação à energia elétrica, esta apresenta baixo índice de perda energética durante conversões e, aliado à facilidade de transporte, sua utilização é amplamente incentivada no cenário mundial (CCEE, 2021).

Quanto a matriz elétrica brasileira em 2019, cabe destaque à participação da fonte hidráulica, representando 64,9% do total de fontes disponíveis para geração de eletricidade, seguida pelo Gás Natural (9,3%) e a Eólica (8,6%) e Biomassa (8,4%) (EPE, 2020ª). Essa porcentagem da fonte hidráulica salienta a condição privilegiada que o Brasil possui frente aos recursos hídricos, entretanto, a dependência de uma fonte predominante expõe o país a possíveis contratempos, quando da ocorrência de crises hídricas.

Conforme o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entre os anos de 2001 e 2020 houve um aumento de, aproximadamente, 78,6% na geração de energia no país, saltando de 326.962 GWh em 2001 para 583.898 GWh em 2020 (ONS, 2021b).

De acordo com o Programa Mensal de Operação Energética - PMO de fevereiro de 2021, elaborado pelo ONS, a projeção para a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) relativa às hidrelétricas, saltará de 108.641 MW em dezembro de 2021 para 109.299 MW em dezembro de 2025, representando um aumento de 0,6% (ONS, 2021a).

Neste contexto, duas das formas de tentar contornar este cenário é o investimento em diferentes fontes renováveis de energia, por exemplo biomassa, eólica e solar; e o investimento em processos/equipamentos mais eficientes energeticamente.

Ressalta-se, ainda de acordo com o PMO de fevereiro de 2021, o incremento na capacidade instalada no SIN, entre dezembro de 2021 e dezembro de 2025, relativo às participações da biomassa, e das fontes eólica e solar da ordem de 7,0, 23,7 e 38,9%, respectivamente (ONS, 2021a). A conservação da energia é extremamente importante para fins econômicos e ambientais.

2.2 Conservação de energia

De acordo com Guilliod e Cordeiro (2010), ao realizar um levantamento das manutenções realizadas, condições de operações e do uso inadequado dos equipamentos elétricos, é possível fazer alterações nos horários de trabalho de equipamentos e funcionários, na realização da manutenção periódica adequada dos equipamentos elétricos, entre outros, e assim reduzir o consumo e o desperdício da energia elétrica.

De acordo com Conselho Brasileiro de Construção Sustentável (CBCS), por meio de um programa de gestão energética pode-se compreender melhor o consumo de energia de determinado local e, através dessa análise, buscar soluções para otimização do consumo (CBCS, 2016). A implementação do programa de gestão energética pode ser baseada na norma ABNT NBR ISO 50.001: 2011 - Sistemas de gestão de energia, que apresenta os requisitos a serem seguidos, como o Planejamento energético; a Monitoração, e a Auditoria interna.

De acordo com dados do Balanço Energético Nacional, o quantitativo de perdas de eletricidade em 2010 era de 85.748 GWh, atingindo, em 2019, o montante de 105.647 GWh. Em 2019, a maior parte das perdas se concentra nas centrais elétricas, com cerca de 57,5% do total, e durante as transmissões e distribuição de eletricidade, com cerca de 26,3%, ou seja, para diminuição das perdas no país faz-se necessário investir principalmente nesses dois aspectos (EPE, 2020b).

2.3 Eficiência Energética

A eficiência energética pode ser entendida como a relação entre a quantidade de energia disponibilizada e a utilizada para realizar uma atividade. Obter uma maior eficiência energética significa dizer que foi utilizada uma menor quantidade de energia para se realizar determinada atividade, ou também foi produzida uma maior quantidade possível de energia a partir de uma determinada quantidade de matéria prima (INEE, 2001).

A fim de possibilitar e facilitar a implementação de programas e ações com o intuito de tornar o consumo energético mais eficiente, foram criados agentes e organizações, tais como o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro); o Ministério de Minas e Energia (MME), a ANEEL, entre outros. Como resultado dessas criações, foram elaboradas leis específicas, linhas de financiamento de projetos de eficiência energética, técnicas de monitoramento e diversos programas (BERRIEL, 2017).

Verificam-se, na Figura 6, as seguintes políticas, em ordem cronológica: Programa de Mobilização Energética (PME); Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE); Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL); Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET); Programa de Eficiência Energética (PEE); Lei de Eficiência Energética/Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética; Linha de crédito do BNDES para projetos de eficiência energética, atualmente denominada “BNDES Eficiência Energética”; Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030; e o Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf.

2.4 Diagnostico Energético

A realização do diagnóstico energético pode contribuir para a redução de custos, de consumo em um edifício e de impactos ambientais sem impactar na qualidade do serviço. Estabelecer quais são os requisitos mínimos para identificação das possibilidades para melhoria do desempenho energético é um dos objetivos da norma ABNT NBR ISO 50.002: Diagnóstico energético (CBCS, 2016).

De acordo com a norma ABNT NBR ISO 50002:2014 diagnóstico energético é a análise do sistema energético e do consumo de energia, o qual tem como objetivo identificar, quantificar e relatar oportunidades de melhoria de desempenho energético.

Na norma ABNT NBR ISO 50002:2014 é instruído quais os passos a serem seguidos para a elaboração do diagnóstico energético, como por exemplo Planejamento; Consultoria; Implementação; e Monitoramento de metas.

Para a execução do planejamento energético faz-se necessário realizar um estudo do consumo energético do edifício ou empresa. Desse modo, são apontados os locais em que pode se ter melhorias no desempenho energético. Deve-se levar em consideração os objetivos e parâmetros apontado na política energética.

Com os resultados obtidos e detectando o perfil de consumo, é possível criar um plano de ação e estabelecer metas para a redução consumo energético, melhorando seu desempenho.

Dentre as ações e estudos de eficiência energética em instituições de ensino destacam-se os trabalhos de Caneppele et al. (2017) e Silva, Neto e Lira (2018) em instituições de ensino superior, e, Vieira (2019), que realizou o trabalho em uma Escola Estadual localizada no município de São Paulo.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente trabalho foi realizado na Escola Municipal Honorinda Ferreira Cardoso, localizada próximo a Universidade Federal dos Vales Jequitinhonha e Mucuri na cidade de Teófilo Otoni, Minas Gerais, a qual é representado na Figura 1.

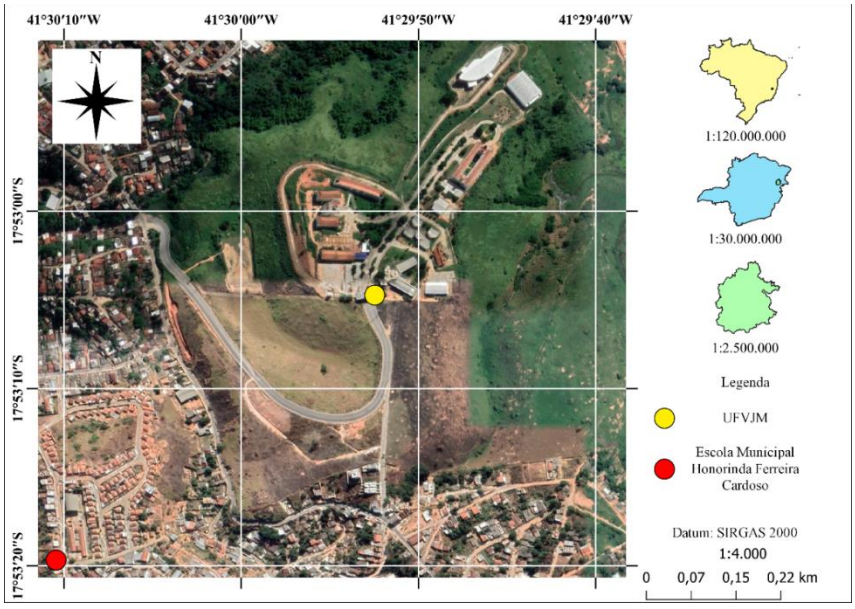


Figura 1 – Localização da Escola Municipal Honorinda Ferreira Cardoso

Com o intuito de realizar o diagnostico energético na escola, procurou o histórico do consumo energético dos anos 2017 a 2019, junto a Prefeitura Municipal de Teófilo Ottoni.

Mesmo que a série histórica não esteja completa, verifica-se que o consumo aumentou entre 2017 e 2019, na maioria dos meses que possuem dados em ambos os anos (fevereiro a agosto), com exceção de fevereiro e março. A média de consumo nesse período, em 2017, foi de 727,7 kWh e, em 2019, foi de 889,7 kWh, o que representa um aumento de, aproximadamente, 22,3% no consumo.

Ao comparar os meses que possuem dados em 2017 e 2018, verificou-se uma diminuição no consumo da ordem de, aproximadamente, 6% (897,2 kWh em 2017 e 843,5 kWh em 2018).

3.1 Equipamento utilizados

A fim de levantar o consumo energético na escola, realizou-se uma visita no local para identificar os equipamentos eletrônicos instalados.

Observou-se que a maior parte do consumo de energia elétrica está relacionado aos computadores (1800 W), ventiladores (1950 W) e freezers (100 W). Entretanto a maior parte do consumo é com as lâmpadas, a qual é abordado no próximo tópico.

Como também, observou-se os modelos e a quantidade de lâmpadas instaladas, bem como a potência de cada uma, evidenciando a preferência pelas lâmpadas fluorescentes tubulares, com 77 unidades instaladas. Verifica-se, também, que em alguns ambientes há pontos de luz que não possuem lâmpadas instaladas.

A realização da troca de lâmpadas fluorescente e incandescentes por lâmpadas LED, pode trazer uma economia considerável no gasto de energia elétrica, assim foi realizado uma estimativa da economia que pode ser gerado com as trocas. Para isso, foi considerado que as lâmpadas ficam acessas durante 12 horas por dia, 22 dias por mês e uma tarifa no valor de R$ 0,63679.

Analisando os resultados, pode ser observado uma redução de 949,03 kWh por mês no consumo de energia elétrica, o equivalente 60,52%. Consequentemente, mesmo com o custo unitário das novas lâmpadas, fica evidente a economia gerada pela a troca das lâmpadas e a recuperação do investimento, visto que ao mês pode gerar uma economia de aproximadamente R$604,33.

Com o intuito de diminuir os gastos com a energia elétrica de forma sustentável, realizou-se um estudo para fazer um projeto de um sistema fotovoltaico e avaliar a viabilidade da instalação. Sendo os dados utilizados foram coletados na estação do INMET (17,8878° S; 41,5025° O), localizado na cidade de Teófilo Otoni.

Nesse estudo obteve a irradiação solar média (kWh/m².dia) para uma determinada distância para cada mês, para diferentes ângulos (Plano Horizontal, Ângulo Igual a Latitude, Maior Média Anual, Maior Mínimo Mensal), sendo cada um com uma determinada inclinação, para cada mês do ano e a média da irradiação solar de cada ângulo.

A partir dos dados obtidos foi consultado diferentes empresas com o intuito de realizar orçamentos para o projeto e identificar qual terá maior viabilidade.

Analisando os orçamentos percebe-se que é um sistema de alto custo; entretanto, pensando na economia que será alcançada com a compra de energia elétrica, sua instalação pode ser viável.

Considerando que o gasto de energia elétrica das novas lâmpadas seria de aproximadamente de 619,16 kWh por mês e o que a partir do sistema fotovoltaico, considerando as projeções das empresas 2, 4 e 9, pode produzir em torno de 604,00 a 754,41 kWh mensais, podendo assim, suprir boa parte ou na sua totalidade a demanda energética da escola.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho em questão permitiu o conhecimento das possibilidades no que tange ao diagnóstico energético realizado na Escola Municipal Honorinda

Ferreira Cardoso em Teófilo Otoni – MG, como ações e eficiência energética e geração distribuída por meio do estudo de troca de lâmpadas e do projeto de uma usina fotovoltaica.

Considerando a crise hídrica que estamos vivenciando, que está impactando diretamente na geração e no consumo de energia elétrica, o assunto é atual e é recomendável no âmbito de iniciativas de redução de consumo como fonte alternativa e renovável de geração de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 50.001: Sistemas de gestão da energia – Requisitos com orientações para uso, 2011.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 50.002: Diagnósticos energéticos - Requisitos com orientação para uso, 2014.

BERRIEL, R. C. O. Eficiência Energética no Brasil e Diagnóstico Energético para Consumidores do Grupo Tarifário B Convencional – Estudo de Caso SUIPA, 2017.

BIGARANI, F. A.; ZAPPAROLI, I. D.; NASCIMENTO, S. P. Relação mundial per capita entre renda e emissão de dióxido de carbono, 2015.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Fontes. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_adf.ctrl-state=1awinmwqx4_1&_afrLoop=107608877828309#!%40%40%3F_afrLoop%3D107608877828309%26_adf.ctrl-state%3D1awinmwqx4_5. Acesso em: 19 mar. 2021.

CANEPPELE, F. L.; RABI, J. A.; RIBEIRO, R.; SANTOS, D. S. Ações desenvolvidas através do Programa Aprender com Cultura e Extensão da USP na área de eficiência energética no ano base 2014, 2017.

CBCS - Conselho Brasileiro de Construção Sustentável. Guia Prático para Realização de Diagnósticos Energéticos em Edificações, 2016.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019, 2020a.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Energético Nacional 2020: Relatório síntese / ano base 2019, 2020b.

FIRMIANO, M. R. A relação entre consumo de energia, emissão de CO2 e crescimento econômico no Brasil: análises para o período de 2000 a 2013. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015. Disponível em http://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/33994/1/2015_tcc_%20mrfirmiano.pdf. Acesso em: 30 mar. 2021.

GUILLIOD, S. M.; CORDEIRO, M. L. R. Manual do Pré-Diagnóstico Energético Autodiagnóstico na Área de Prédios Públicos,Rio de Janeiro, dezembro/2010.

INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética. A Eficiência Energética e o Novo Modelo do Setor Energético, 2001.

LAUREANO, A. R.; GADOTTI, J. J.; LAUTERT, M. S.; GIANESINI, M. A.; JUNIOR, M. C. M; JEREMIAS, T. Chamadas Públicas PEE CELESC – Processo de Seleção de Projetos de Eficiência Energética na Celesc Distribuição: Desenvolvimento, Aplicação e Resultados, 2017.

NASCIMENTO, T.; MENDONÇA, A. T. B. B.; CUNHA, S. Inovação e sustentabilidade na produção de energia: o caso do sistema setorial de energia eólica no Brasil. Cad. EBAPE.BR, 10 (3), Set. 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sobre o SIN: O Sistema em números. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros. Acesso em: 28 mar. 2021a.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico da Operação: Geração de energia. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-

operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 28 mar. 2021b.

SILVA, O. A. V. O. L.; NETO, J. M. M.; LIRA, M. A. T. Análise Envoltória de Dados para a Gestão Energética em Instituições de Ensino Superior Multicampi. RBCIAMB, n.50, dez, 2018.p78-96.SILVEIRA, A. G; SANTOS, D. F. L; MONTORO, S. B. Potencial Econômico da Geração de Energia Elétrica por Sistema Fotovoltaico na Universidade Pública. NAVUS – Revista de Gestão e Tecnologia, Florianópolis, v. 9, n. 4. 2019 .

VIEIRA, A. C. M. Eficiência energética em escolas–estudo de caso escola estadual Padre Antão de São Paulo. 2009. Dissertação (Mestrado em Administração – Gestão Ambiental e Sustentabilidade) – Universidade Nove de Julho (UNINOVE), São Paulo, 2009.

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR COMPRESSÃO DE AR PARA O BRASIL

Bruno Guimarães Mothé[1]; Diego Cunha Malagueta[2]

[1]*Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro;*

[2]*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

RESUMO

Este artigo trata a necessidade do Brasil de se antecipar e prever formas de armazenamento da energia elétrica produzida, principalmente, através das fontes renováveis eólicas e solar fotovoltaicas, que tendem a criar um pico de produção diário gerando excedentes que podem ser utilizados em momento mais adequado. O escopo do trabalho vem num momento muito propício, no qual o governo brasileiro reconhece a necessidade de aplicação de sistemas de armazenamento de energia, sendo informado desde 2017, e confirmado nos planos decenais da empresa de pesquisa energética (EPE), onde mais uma vez, no plano de 2022 – 2031, publicado em 2022, foi ratificada a necessidade, tendo então o trabalho como objetivo a simulação de um sistema de armazenamento de energia. Para analisar uma das possibilidades que o governo poderá ter nos próximos anos, foi realizada uma análise do panorama mundial da tecnologia de armazenamento de energia através da compressão de ar e a possibilidade de aplicação no Brasil. Foi realizada uma simulação de um sistema de armazenamento de energia através da compressão do ar, através do software DWSIM e, com os resultados, foi possível comparar com o plano decenal de 2027 que trazia o valor de armazenamento de 13200 MW como previsto, sendo atrativo em um único sistema com aproximadamente 64% de rendimento suprir a demanda.

Palavras-chave: CAES, Energia renovável, Planejamento Energético.

ABSTRACT

This article deals with Brazil's need to anticipate and predict ways of storing the electrical energy produced, mainly through renewable wind and solar photovoltaic sources, which tend to create a daily production peak generating surpluses that can be used at the most appropriate time. . The scope of the work comes at a very favorable moment, in which the Brazilian government recognizes the need to apply energy storage systems, being informed since 2017, and confirmed in the ten-year plans of the energy research company (EPE), where once again , in the 2022 – 2031 plan, published in 2022, the need was ratified, and the objective of this work was to simulate an energy storage system. To analyze one of the possibilities that the government may have in the coming years, an analysis of the world panorama of energy storage technology through air compression and the possibility of application in Brazil was carried out. A simulation of an energy storage system was carried out through air compression, through the DWSIM software and, with the results, it was possible to compare with the 2027 ten-year plan that brought the storage value of 13200 MW as expected, being attractive in a single system with approximately 64% throughput to meet demand.

Keywords: CAES, Renewable Energy, Energy Planning.

1. INTRODUÇÃO

Mundialmente, o crescente consumo de energia faz com que a expansão das matrizes energéticas seja imprescindível, e implique na busca por fontes energéticas mais limpas. Tal demanda incentiva a pesquisa dessa área do conhecimento, especialmente no que diz respeito às fontes eólicas e solares fotovoltaicas, que têm mostrado que resultarão nos maiores índices de crescimento ao longo dos próximos anos. Estas fontes de energia possuem uma característica intermitente e têm produção nos períodos de maior intensidade dos ventos para a energia eólica e de maior insolação para a energia solar fotovoltaica, resultando num pico de produção de energia.

Mediante a tal problemática, faz-se necessária a realização de estudos com relação às formas de armazenamento dessa energia excedente, bem como a discussão e análise quanto ao seu dimensionamento, melhor adaptabilidade às características locais e à rede. A medida que a energia solar fotovoltaica e eólica possuírem maiores valores percentuais da geração total de energia elétrica no país, aumentará cada vez mais a necessidade de implantação de formas de armazenamento de energia.

Nesse aspecto, algumas formas de armazenamento de energia têm se mostrada promissoras como, por exemplo, o armazenamento através de compressão de ar, que foi analisado nesta pesquisa.

O compressed air energy storage ou sistema de armazenamento de energia por compressão de ar (CAES) é uma forma de armazenamento já desenvolvida e com plantas instaladas na Alemanha e nos Estados Unidos da América (CHEN et al., 2016).

O objetivo deste trabalho é investigar o funcionamento, rendimento do CAES e o dimensionamento para atender ao plano decenal, assim como iniciar a discussão para implantação numa usina solar fotovoltaica no Brasil.

2. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A defasagem entre a demanda e a produção da energia elétrica oriunda de fontes renováveis como a solar fotovoltaica e eólica ainda é um desafio para a sua maior participação na matriz energética do mundo. Uma possibilidade de aumentar a sua confiabilidade e disponibilidade é conseguir armazenar parte da energia gerada em horários de pico para o consumo posterior.

Dentre as possibilidades de tecnologias para armazenamento de energia, fatores como o tempo de descarga, a capacidade de armazenagem, custo da tecnologia, durabilidade, autonomia, segurança podem ser determinantes para a escolha. Esses fatores tornam uma tecnologia mais atrativa em relação à outra em acordo com o projeto a ser instalado. (NORTHROP; CONNOR, 2013)

O armazenamento de energia pode ser destinado para altas potências, com um conteúdo de energia relativamente pequeno, ou podem ser concebidos para gestão de energia com capacidade de armazenar grandes quantidades de energia para longos períodos de descarga. (ALAMI *et al*., 2017)

2.1 Sistema de Armazenamento Térmico

O TES é uma tecnologia que estoca energia térmica aquecendo ou esfriando um meio de armazenamento para que a energia armazenada possa ser usada posteriormente em processos de aquecimento/resfriamento e geração de energia. Os sistemas de armazenamento térmico são utilizados em particular em edifícios e em processos industriais. As vantagens do seu uso em um sistema de energia incluem o aumento na eficiência geral e melhor confiabilidade, o que pode gerar melhoria econômica através da redução nos custos de investimento e funcionamento, além de mitigar a poluição do meio ambiente (FARHADI; MOHAMMED, 2015). Este tipo de sistema será integrado a um sistema de compressão de ar para análise de eficiência global da planta de compressão.

2.2 Armazenamento de Energia Através da Compressão do Ar

O CAES apresenta limitações e dentre elas, a principal é a necessidade de um reservatório de grandes dimensões (MENG et al., 2019). Em contrapartida, esse método tem grandes vantagens, por exemplo, a potência desenvolvida, a duração do fornecimento de energia e o baixo custo de operação. É uma tecnologia desenvolvida a partir das turbinas à gás, que utiliza o excedente da energia produzida através de fontes renováveis para compressão de ar e armazenamento em cavernas de sal ou minas abandonadas, para posterior expansão, produzindo eletricidade de acordo com a necessidade (CHEN et al., 2016).

Outro benefício do sistema de armazenamento de energia na forma de ar comprimido é a eliminação do estágio do compressor da turbina, onde utiliza aproximadamente 60% da energia mecânica produzida pela turbina de potência. Utilizando a energia oriunda da rede para pré-comprimir o ar, o sistema CAES

ignora efetivamente a entrada do compressor, resultando em quase toda a energia mecânica da turbina sendo utilizada no gerador elétrico. O CAES efetivamente “armazena” a energia mecânica que seria necessário para girar o compressor da turbina. A figura 1 exibe o diagrama esquemático do CAES.

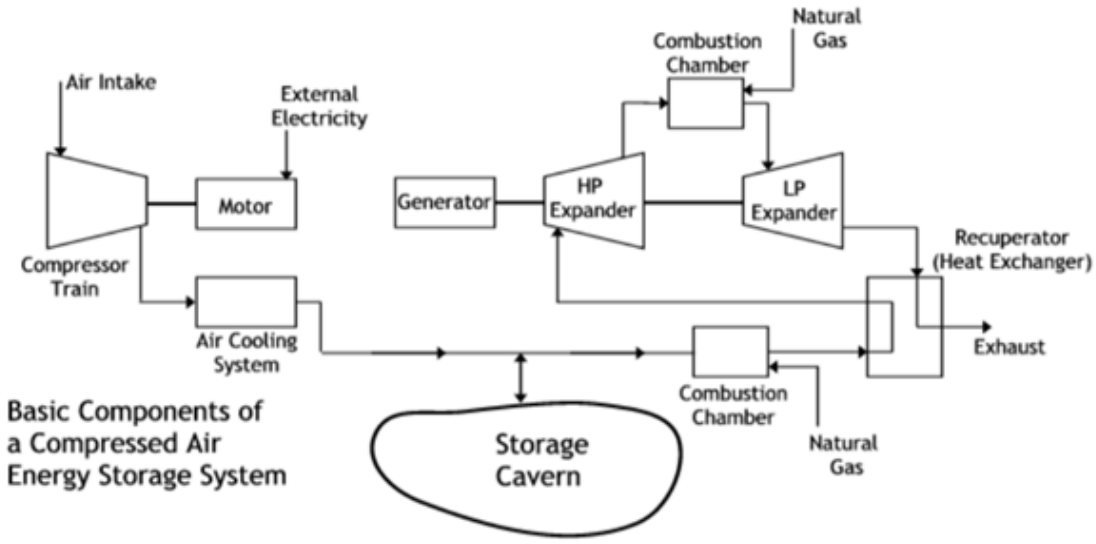


Figura 1 – Diagrama Esquemático do Turbogerador (A) e do CAES (B)
Fonte: Denholm; Kulcinski, 2004.

O princípio de funcionamento do CAES inicia-se na utilização da energia de pico oriundo das fontes renováveis para alimentação de um motor elétrico que irá acionar compressores de ar. O ar é o atmosférico, com tratamento para remoção de partículas sólidas que são agressivas às máquinas que irão realizar a compressão deste ar. A partir do momento em que o ar é comprimido, é direcionado para o seu reservatório. O ar comprimido possui energia concentrada na forma de aumento de pressão e de entalpia. No momento propício à utilização da energia, esse ar é liberado para passar por um turboexpansor que acoplado a um gerador elétrico irá converter a energia mecânica de giro em energia elétrica (WANG et. al., 2017).

2. METODOLOGIA

A modelagem e o dimensionamento dos sistemas de compressão e expansão, assim como os equipamentos auxiliares, para o aproveitamento da energia elétrica proveniente de fontes sazonais de produção, foram desenvolvidos pelo software simulador de processos DWSIM, na sua versão 5.8, atualização 3. Para o cálculo das propriedades termodinâmicas, tais como pressão, temperatura e entalpia, foi utilizado o pacote Coolprop.

2.1 Parâmetros avaliados

A principal questão avaliada no estudo é a quantidade de energia de entrada e a quantidade de energia que é retornada após o processo de armazenamento, ou seja, qual a porcentagem de eficiência do processo de armazenamento através da compressão do ar. Ressalta se que, ao término da simulação, é esperado uma eficiência maior que 50%, conforme Chen et al. (2016) e Northrop (2013) descreveram.

Para essa análise, as variáveis definidas no tópico anterior foram consideradas de acordo com as informações coletadas na planta de McIntosh (CHEN et al. 2016), como segue: Para o compressor modelo 5013 axial, pressão de entrada igual a 13,4 psia, pressão de descarga igual a 65,7 psia, energia de entrada igual a 37.537 kw, para o compressor modelo D24A5S Centrífugo, pressão de entrada igual a 61,7 psia, pressão de descarga igual a 237 psia e energia de entrada igual a 32.000 kw, para o primeiro compressor modelo D16R6B Centrífugo, pressão de entrada igual a 230 psia, pressão de descarga igual a 594 psia e energia de entrada igual a 18.687 kw, para o segundo compressor e final do ciclo de compressão, do modelo D16R68 Centrífugo a pressão de entrada 587 psia, a pressão de descarga sendo 1220 psia e a energia de entrada igual a 17.536 kw.

Já para o sistema de expansão do ar, o expansor de alta pressão possui pressão de entrada igual a 700 psia, pressão de saída de 270 psia e não sendo informada a energia de saída no material consultado da Dresser-Rand (2010), para o expansor de baixa pressão, pressão de entrada igual a 254 psia, pressão

de saida de 15,5 psia. Nos casos dos expansores, por existir na planta de McIntosh o sistema com queima de gás natural, os valores de temperaturas são informados para o expansor de baixa pressão, sendo 1600 °F para a admissão e 690 °F para a descarga.

2.2 Aplicação do sistema de armazenamento – Simulações

O objeto de estudo CAES, teve o seu sistema montado no *software* DWSIM conforme a sequência de funcionamento da planta do processo, exibido na Figura 2.(Autor, 2022):

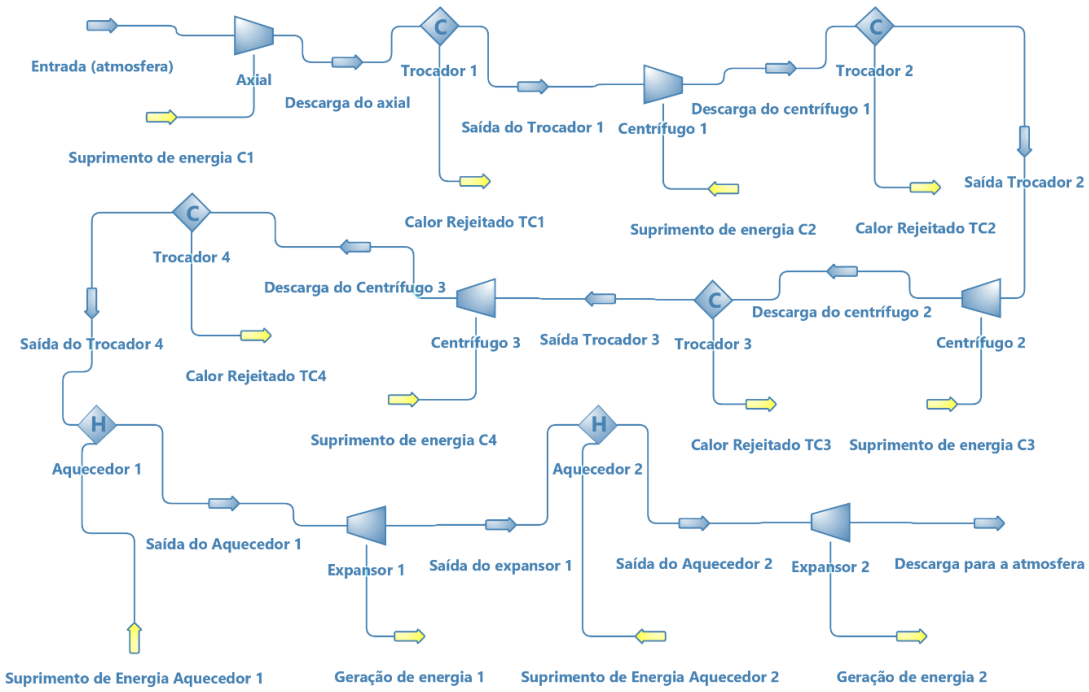


Figura 2 – Planta de Compressão e Expansão

Alguns equipamentos como filtros de ar, reservatórios, válvulas específicas de turbomáquinas, dentre outros, foram suprimidos, pois o software não dispõe de tais equipamentos e cálculos.

Para a simulação correta, alguns parâmetros são introduzidos e não sofrerão alterações durante todo o processo, por conta da natureza química do

ar e por conta do princípio da conservação da massa, que são eles: 20 kg/s a vazão mássica, 21% a fração molar de oxigênio e 79% a de nitrogênio. Em seu funcionamento, o ar atmosférico é tratado por um filtro para retenção de impurezas com a temperatura em 77 graus Fahrenheit (°F), pressão de 14,696 pound force per square inch (PSI), vazão volumétrica de 16,955 metros cúbicos por segundo (m^3/s), valores de pressão atmosférica e temperatura hipotética, para ser admitido pelo compressor axial.

Neste caso e nos próximos, a energia elétrica para alimentar os motores, que irão fornecer enrgia mecânica de giro para os compressores, são oriundas de fontes renováveis como Solar ou Eólica.

Conforme seguirá, os processos de compressão e expansão do ar acarretará na variação dos parâmetros como pressão, temperatura e balanço de energia resultante. Isso é previsto pela lei da termodinâmica.

Na saída dos compressores (descarga) existe a necessidade de um trocador de calor, pois o ar, ao ser comprimido, tem um aumento de temperatura, elevando no compressor axial para 588,31 °F, pressão de 100 psi e vazão volumétrica de 4,88 m^3/s e o suprimento de energia de 5 843,41 Kw.

Para melhoria da eficiência do processo de compressão, existe um trocador de calor após cada etapa de compressão, então no primeiro trocador de calor, haverá a diminuição da temperatura, da pressão e da vazão volumétrica para 80 °F, 95,65 psi e 2,62 m^3/s respectivamente.

Seguindo para o próximo processo de compressão, haverá aumento da temperatura para 247,99 °F, da pressão que se elevaria para 200 psi, a vazão volumétrica cairia para 1,65 m^3/s e o suprimento de energia no valor de 1 892,08 kW, já o trocador de calor do segundo compressor terá a temperatura de 80 °F, pressão de 193 psi e vazão volumétrica de 1,29 m^3/s.

Na descarga do terceiro compressor a temperatura será de 176,40 °F, pressão de 300 psi, vazão volumétrica de 0,99 m^3/s e o suprimento de energia de 1 046,21 kW, enquanto o trocador de calor do terceiro compressor apresenta na descarga a temperatura de 80 °F, a pressão de 193 psi e a vazão volumétrica de 1,29 m^3/s.

Para o último compressor, a temperatura na descarga é 193,64 °F, a pressão é 490 psi, a vazão volumétrica é de 0,62 m³/s e o suprimento de energia é de 1 251,24 kW e para o trocador de calor a temperatura é de 85 °F, à pressão de 485,65 psi e vazão volumétrica de 0,51 m³/s.

Após o quarto processo de compressão, existe o armazenamento do ar comprimido no reservatório. Para esta simulação, o valor de pressão do reservatório seria de aproximadamente 485 psi.

Durante o processo de expansão do ar, acontece a remoção de calor da sua fronteira e, para que não haja o congelamento dos equipamentos de processo é necessário fornecer calor, de forma que, antes de cada turboexpansor deverá haver um aquecedor.

A temperatura após o primeiro aquecedor é de 1000 °F à pressão de 481,29 psi e a vazão volumétrica é de 1,40 m³/s. Após o primeiro expansor a temperatura cai para 463,532 °F, a pressão vai a 270 psi com uma vazão volumétrica de 1,60 m³/s, sendo gerada a energia de 1 345,83 kW. É novamente aquecido o ar para 826,75 °F à pressão de 265,64 psi e vazão volumétrica de 2,26 m³/s, quando será novamente expandido e cederá energia no expansor 2, sendo o ar é devolvido à atmosfera à temperatura de 300,58 °F, pressão de 15 psi e vazão volumétrica de 23,54 m³/s, nesta etapa gerando 6 159,9 kW.

Este residual térmico ainda é alto, porém o software realiza os cálculos de acordo com o tipo de cálculo selecionado que pode ser pela pressão na saída, variação da pressão, potência fornecida/produzida ou ainda através da corrente de energia. Em todos os casos, a temperatura na saída permanece alta.

Em algumas etapas, o software recebe o valor atribuído e retorna um valor, na qual as equações no memorial de cálculo do software são utilizadas.

Partindo do início, foram incluídos no software os equipamentos para a simulação do CAES, incluídos os dados informados anteriormente no tópico 2.2 Parâmetros Avaliados, que são as informações iniciais a respeito da planta de McIntosh. Como o software não possui capacidade para simulação de uma planta da magnitude de McIntosh, foram necessários modificações nos valores dos parâmetros como pressão, temperatura e vazões mássicas, sempre em

sentido a reduzir a escala do CAES. A partir dos parâmetros modificados onde o software foi capaz de simular, chegou-se ao máximo de potência que o software consegue simular para o CAES.

3. RESULTADOS

Foram realizados os cálculos através do Excel para obter os valores de energia consumida e gerada nesse CAES. A eficiência final então pode ser obtida através do balanço de energia de saída pelo de entrada. Para esse balanço, soma-se todos os gastos energéticos, que são eles: Energia de entrada nos compressores, com 10032,94 kW, aquecedores, que somam 10142,32 kW e trocadores de calor, com 10142,32, totalizando 30317,58 kW. Enquanto que a parcela de energia gerada no processo é de 8575,89 kW. Neste caso, não foi utilizado nenhum fator de armazenamento térmico.

Se incluirmos um sistema de armazenamento térmico, com reciclo de energia, ou seja, a energia térmica de calor gerada no processo de compressão será armazenada e utilizada no processo de expansão do ar, processo esse que consome muito calor e considerando 75% de eficiência na troca térmica, pois o software não executou os cálculos com valores superiores a este, chegamos ao resultado de eficiência para o CAES com armazenamento térmico.

O software DWSIM apresenta limitações, os cálculos realizados são automáticos assim como os resultados. Porém, os resultados gerados no DWSIM necessitam de tratamento para uma melhor interpretação, uma vez que o software não foi projetado especificadamente para simulação de um CAES, mas para processos químicos de uma forma geral, onde foi utilizado o Excel para obtenção do total de energia aproveitada pelo sistema, energia consumida no processo, energia gerada no processo e a percentagem teórica real.

A Figura 3 (Autor) sintetiza o processo de simulação e obtenção dos dados pelo software DWSIM e a elaboração da planilha do Excel:

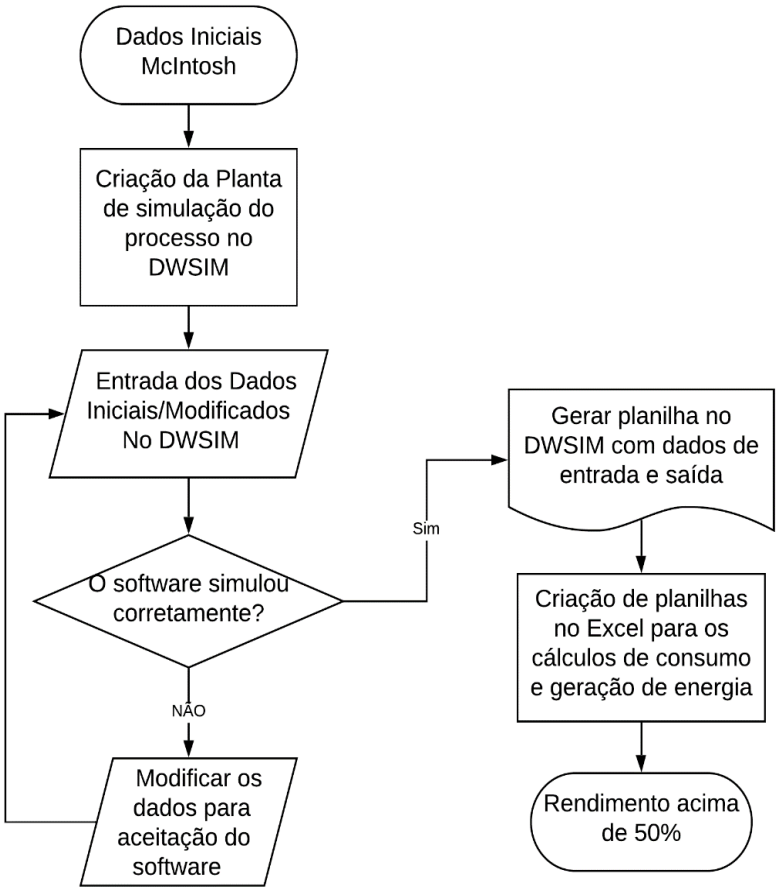


Figura 2 – Síntese do processo de simulação e obtenção dos dados pelo software DWSIM

4. CONCLUSÕES

Com a simulação do processo, foi possível observar que a eficiência do processo de armazenamento está próxima de 64%. Isto indica que este sistema de armazenamento pode ser uma alternativa viável para implantação no Brasil e que uma única planta de processo pode ser o suficiente para atender a demanda para 2027, onde é o plano que trouxe um valor específico de armazenamento, os demais planos dos anos seguintes não citam valores, sendo apenas mencionada a necessidade em suas edições posteriores, sem valores numéricos.

Para suprir essa demanda de 13 200MW em 2027 num único sistema CAES, para 64% de rendimento, deverá ser fornecida um total de 21 648MW. O plano decenal traz os dados em megawatt, e o software DWSIM apresentou

limitações de escala, ficando apenas em kilowatt, sendo necessário a multiplicação por um fator de 1000 para ter a mesma ordem de grandeza.

Nesta demanda, a planta de armazenamento deveria ser dimensionada em aproximadamente 35% a mais que o simulado neste trabalho que, por limitações do software, não foi realizado com os valores da demanda real do cenário nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALAMI, A. H. *et al*. Low pressure, modular compressed air energy storage (CAES) system for wind energy storage applications. Renewable Energy, v. 106, p. 201-211, 2017.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética ⁚ Epe. Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf. Acesso em: 16 abr. 2022.

CHEN, Laijun et al. Review and prospect of compressed air energy storage system. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, v. 4, n. 4, p. 529-541, 2016.

DENHOLM, P.; KULCINSKI, G. L. Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems. Energy Conversion and Management, Elsevier BV, v. 45, n. 13-14, p. 2153–2172, aug 2004.

FARHADI, Mustafa; MOHAMMED, Osama. Energy storage technologies for high-power applications. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 52, n. 3, p. 1953-1961, 2015.

MENG, Hui et al. Process design, operation and economic evaluation of compressed air energy storage (CAES) for wind power through modelling and simulation. Renewable Energy, v. 136, p. 923-936, 2019.

NORTHROP, Robert B.; CONNOR, Anne N. Ecological sustainability: understanding complex issues. CRC Press, 2013.

WANG, Jidai et al. Overview of compressed air energy storage and technology development. Energies, v. 10, n. 7, p. 991, 2017.

DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM POUSADAS DA REGIÃO DO JALAPÃO (TOCANTINS)

Pedro Comparini Pires[1]; João de Sá Brasil Lima[1]; Giancarlo Aquila[2]; Gabriel Martoni Andrade[1]; Otávio Paione Machado[1]

[1]Instituto Mauá de Tecnologia – IMT; [2]Universidade Federal de Itajubá

RESUMO

A compensação de créditos na conta de energia através da instalação de um sistema de geração distribuída através da fonte fotovoltaica apresenta-se como uma alternativa interessante para a atividade comercial do Jalapão, visto que é uma região com parques nacionais, reservas ambientais, carente de infraestrutura local, e a economia depende essencialmente do turismo local. Portanto, este estudo propôs uma análise de viabilidade para a instalação de sistemas fotovoltaicos em cinco pousadas locais. A primeira etapa tratou do dimensionamento ótimo do sistema fotovoltaico para cada uma das cinco pousadas. Ao dimensionar a quantidade necessária de células fotovoltaicas para cada local, foram estimados CAPEX e OPEX para os cinco casos, e então é feita a análise de viabilidade econômica com o cálculo de Valor Presente Líquido, complementado pela Taxa Interna de Retorno e Payback. Os resultados mostram que o Valor Presente Líquido é superior a zero para todas as pousadas, sendo a Taxa Interna de Retorno igual a 24% ao ano, sendo superior à Taxa Atrativa Mínima do negócio, e o Payback ocorrendo em 48 meses. **Palavras-chave**: Geração Distribuída; Energia Solar Fotovoltaica; Energia Renovável; Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The compensation of credits in the energy bill through the installation of a distributed generation system through the photovoltaic source presents itself as an interesting alternative for the commercial activity of Jalapão, since it is a region

with national parks, environmental reserves, lacking infrastructure. and the economy essentially depends on local tourism. Therefore, this study proposed a feasibility analysis for the installation of photovoltaic systems in five local inns. The first stage dealt with the optimal sizing of the photovoltaic system for each of the five inns. By sizing the required amount of photovoltaic cells for each location, CAPEX and OPEX were estimated for the five cases, and then the economic feasibility analysis is carried out with the calculation of Net Present Value, complemented by the Internal Rate of Return and Payback. The results show that the Net Present Value is greater than zero for all inns, with the Internal Rate of Return equal to 24% per year, being higher than the Minimum Attractive Rate of the business, and the Payback occurring in 48 months.

Keywords: Distributed Generation; Solar PV Energy; Renewable Energy; Economic Feasibility.

1. INTRODUÇÃO

As fontes de energia renovável são inesgotáveis, e seu maior aproveitamento é considerado um dos pilares para o desenvolvimento das nações. Dentre os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), adotados pela Organização das Nações Unidas (ONU) em 2015, está a meta energética global (ODS 7) que engloba garantir preços confiáveis e acesso universal a serviços modernos de energia, aumentar substancialmente a participação das energias renováveis na matriz energética global, e duplicar a taxa global de melhoria da eficiência energética.

O Brasil é um dos países com o potencial mais abundante do mundo para o aproveitamento de energia por fontes renováveis, sendo que recentemente a fonte solar fotovoltaica (FV) tem se destacado na modalidade de geração distribuída (GD). Com a GD, o consumidor tem a possibilidade de produzir parte ou toda a sua demanda de energia elétrica. Desde 2012, quando foi criada a resolução 482/2012 da ANEEL, o Brasil tem incentivado a GD por meio da compensação com créditos na conta de energia do prosumidor (usuário da GD)

para cada kWh de energia proveniente de sistemas de mini e microgeração (Andrade et al., 2020).

Os aprimoramentos no mecanismo de compensação, que futuramente serão regidos pelo marco legal da microgeração e minigeração distribuída (lei 14.300/22), e o alto potencial de radiação solar presente em todo território brasileiro tem motivado consumidores residenciais e comerciais a investirem em sistemas de geração FV.

A GD a partir de fontes de energia renovável tem como vantagens a redução de perdas no sistema de transmissão, ser não poluente, e possuir baixo custo de manteunção com troca de equipamentos, sendo esse custo basicamente representado pela limpeza dos paineis FV. No caso da GD a partir de sistema FV também não ocorre a produção de ruídos, e os sistemas ocupam pouco espaço do terreno local, além de serem resistente a condições climática adversas (Silva e Araujo, 2022).

Esses atributos, aliados ao incentivo de se compensar a energia injetada à rede por créditos na conta, tornam a GD através de sistemas FV muito atrativa em regiões com áreas de convervação, que são exploradas em atividades turísticas. Um exemplo, é a região do Jalapão, no estado do Tocantins, em que o território é uma área preservada e com a atividade turística sendo um vetor de desenvolvimento econômico, contribuindo para a geração de renda e o empreendedorismo local.

Nesse contexto, o objetivo deste artigo é desenvolver o dimensionamento de sistemas FV para cinco pousadas turísticas da região do Jalapão, e posteriormente avaliar a viabilidade do investimento dos sistemas FV nos locais. Para tanto, serão abordados os aspectos técnicos para estimar a produção de energia FV, e os critérios de decisão de investimento, como, o Valor Presente Líquido (VPL), e como complemento a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Geração Distribuída no Brasil

A integração da GD ao sistema elétrico tem se tornado bastante atrativo em muitos países graças ao sistema de compensação financeira ao usuário da GD. Os mecanismos de compensação contribuem para viabilizar os investimentos em GD, aumentando o número de usuários, e consequemente promovendo ganhos de aprendizagem no mercado de GD. No caso da fonte solar FV, devido ao tamanho menor de área ocupada, se torna uma alternativa de fácil instalação em residências, comércios e indústrias (Londo et al., 2020; Yamamoto, 2012).

No Brasil, a compensação financeira do usuário de GD pela energia injetada à rede é contabilizada com auxílio medidor unidirecional que indica o saldo entre a energia consumida e a energia injetada no sistema (Figura 1).

Dessa forma, tanto a energia consumida, quanto a energia injetada à rede são precificadas com base na tarifa de energia. Internacionalmente, este mecanismo é conhecido como *net metering*, e se tornou bastante popular como incentivo ao crescimento da GD.

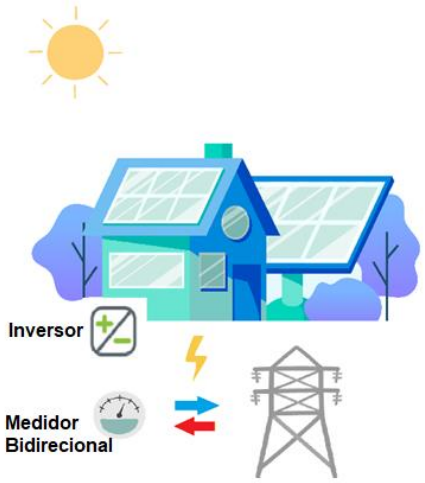


Figura 1 – Esquema de compensação da GD

No Brasil, o mecanismo de compensação teve início com a resolução 482/2012, que inicialmente instaurou a remuneração apenas para a modalidade

tradicional de geração junto à carga. Entretanto, com a baixa adesão inicial de novos usuários de GD, houveram aprimoramentos a partir da resolução 687/2015, que deu origem a novas modalidades de geração e incrementou as oportunidades no mercado de GD (Garcez, 2017; Rigo et al, 2019).

Com os aprimoramentos, surgiram as modalidades de autoconsumo remoto, geração compartilhada, e as múltiplas unidades consumidoras (ANEEL, 2015). Recentemente, a publicação do marco legal para GD (lei 14.300/2022) promoveu novos incrementos na resolução original, entre eles o escalanamento da compensação que deixará futuramente de ser 100% dos componentes tarifários.

Além da compensação ao usuário de GD, algumas medidas de isenção fiscal também têm contribuído como incentivo aos usuários, como é o caso do Convênio ICMS 16, que gradativamente estabeleceu a isenção do Impostos sobre a Comercialização de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a parcela referente à tarifa de energia em todos estados brasileiros (apenas Paraná e Santa Catarina que concedem a isenção apenas nos quatro primeiros anos de operação dos sistemas) (CONFAZ, 2015).

Este conjunto de medidas contribuiu para alavancar o número de prosumers da GD no Brasil. O número de conexões saltou de 1.480 em 2015 para 133.903 até maio de 2022. Entretanto, apenas 1.461 das conexões atuais estão no estado do Tocantins, o que mostra a relevância de se investigar as oportunidades e analisar a viabilidade de disseminar o uso da GD na região.

2.2 Região do Jalapão

A região do Jalapão, que se trata objeto de estudo do presente trabalho, está localizada majoritariamente no estado do Tocantins e possui uma área de 53,3 mil km². A região reúne algumas características que a torna atrativa para um estudo de implementação de sistemas FV em microescala. A principal delas é o clima tropical semi-úmido, uma vez que a maior parte da região está localizada no cerrado brasileiro (SANTOS, 2011).

Esse tipo de clima é caracterizado por verões chuvosos, invernos secos e temperatura média de 23°C, um clima favorável para o aproveitamento da energia solar. Outra característica relevante para a escolha da região é o baixo nível de desenvolvimento infraestrutura no local, posto que possivelmente nenhuma das pousadas analisadas possui um sistema FV instalado tornando-as elegíveis à instalarem esse tipo de sistema, se for financeiramente viável.

Finalmente, a região possui um potencial turístico elevado, que pode ser comprovado com o aumento do número de pousadas entre os anos de 2013 e 2015. Dos municípios pertencentes ao Jalapão, o aumento do número de pousadas foi de 70% o que pode ser explicado, naturalmente, pelo aumento do número de turistas na região.

Desse modo, para que uma pousada consiga economias de escala em sua operação será necessário buscar alternativas de negócio que aumentem sua competitividade no longo prazo. Portanto, instalar sistemas FV em uma pousada, pode ser uma alternativa economicamente interessante.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos

O primeiro passo para o estudo, é calcular a energia gerada em um período por um conjunto de painéis fotovoltaicos. Para isso, é necessário definir previamente duas variáveis qualitativas que, por sua vez, possibilitarão a definição das variáveis quantitativas do dimensionamento. A primeira, é o tipo de painel que será utilizado, assim serão conhecidos o rendimento (η_P), a área (A_P) e a potência (Pot_P) do painel que, por sua vez, depende da irradiação do local (I_D).

Já a segunda variável qualitativa é o consumo de energia das pousadas sobre a qual o estudo será realizado o que possibilita definir quantidade ideal de painéis que será suficiente para produzir a quantidade de energia, além de um fator de segurança de 10% adicional ao consumo estimado. Também é possível considerar uma perda de 15% que ocorre nos cabeamentos, e devido a sombreamento e poeira (Carneiro, 2009).

Resumidamente, a estimativa da produção de energia elétrica fotovoltaica pode ser calculada pela Equação 1, acrescida do desconto das perdas mencionadas anteriormente.

$$E_{PV} = \eta A \tau n \quad (1)$$

sendo, E_{PV} = energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaica (kWh); η = rendimento dos painéis (%); n = quantidade da placas no sistema; A = área ocupada pelo painel; τ = radiação solar do local (kWh/m²).

A quantidade de paines é dada partir da razão consumo adicionado do fator de segurança de 10% com a quantidade de energia produzida por um painel:

$$n = \frac{C}{A\eta\tau} \quad (2)$$

sendo, C = consumo de energia do local adicionado do fator de segurança.

3.2 Critérios de decisão em investimentos

Os critérios de decisão em análise de investimentos oferecem uma diretriz sobre a atratividade em se realizar ou não determinado investimento. Nas tomadas de decisão em projetos de geração de energia elétrica, diferentes critérios podem ser utilizados, e a escolha do método dependerá das particularidades do problema em questão (Short et al., 1995).

O critério mais popular é o Valor Presente Líquido (VPL), visto que ele indica em valores monetários o retorno financeiro obtido com a eventual realização de determinado investimento (Ross et al., 2002). O VPL basicamente representa a soma dos fluxos de caixa futuros formados pela entrada e saída de dinheiro no caixa, descontados por uma taxa que representa o custo de oportundiade do investimento (Brigham e Houston, 2007).

Os resultados de VPL maiores ou igual a zero indica que o investimento é atrativo, sendo que resultados negativos de VPL indicam que não é viável a realização. Na Equação 3 é ilustrado matematicamente o cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{t=0}^{T} \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

sendo, FC_t é o fluxo de caixa no período *t*; *i* é a taxa de desconto que representa o custo de oportunidade; *T* é o horizonte de planejamento do investimento.

Por sua vez, mais um critério bastante popular, mas que não indica o retorno do investimento em valores monetário, e a Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR corresponde a taxa de desconto que leva o resultado do VPL do projeto ao valor de zero (Brealey et al., 2018). No caso de a TIR calculada ser superior à taxa de desconto que representa o custo de oportunidade de capital, considera-se viável a realização do investimento.

Outro critério menos recomendado para se avaliar a realização de um investimento, mas ainda popularmente utilizada por empresas de serviços no mercado de GD, é o Payback. O cálculo do Payback representa o prazo de recuperação do capital investimento, ou seja, o tempo que se leva para recuperar o investimento realizado (Brealey et al., 2018). Quanto menor for o prazo de recuperação do capital investido mais atrativo se torna o investimento.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Dimensionamento dos sistemas por pousada

Na etapa referente ao dimensionamente, inicialmente foi feito o contato com cinco pousadas da região, entre elas: Rio Novo; São João Félix; Bicudo; Cachoeiras do Jalapão; e Veredas das Águas. O equipamento considerado para os sistemas FV das pousadas foram os painéis de silício policristalino Canadian CSK6 285W. Este painel solar tem 285W de potência e uma eficiência de 17,41%. A radiação solar foi extraída de Cresesb (2022), inserindo a latitude e

longitude da local de cada pousada. Em contato direto com as pousadas foram levantados o consumo médio mensal.

Dessa forma, foi possível estimar a geração média anual do sistema FV projetado para cada pousada, de acordo com o dimensionamento descrito na seção 3.1. Também foi possível calcular os investimentos iniciais que incluem os painéis, equipamentos e a integração do sistema fotovoltaico nas pousadas, que no 2º semestre de 2021 foi equivalente à R$/W 5,16 (Grenner, 2022). Na Tabela 1, estão resumidas as informações de geração anual, consumo médio anual e o investimento inicial.

Tabela 1 – Geração anual e investimento inicial por pousada

Pousada	Geração média do sistema FV (kWh/ano)	Consumo médio (kWh/ano)	Quantidade de painéis	Investimento inicial
Rio Novo	63.993,84	4080	9	R$ 13.235,40
São Félix do Jalapão	525.097,74	81607	165	R$ 242.649,00
Bicudo	46.000,49	8161	17	R$ 25.000,20
Cachoeiras do Jalapão	27.211,93	81607	165	R$ 242.649,00
Veredas das Águas	44.299,34	16321	34	R$ 50.000,00

4.2 Análise de Viabilidade

Para a análise de viabilidade, além dos investimentos iniciais, foram projetados as economias na conta de energia e os custos de O&M para o horizonte de 20 anos. As economias correspondem ao produto da geração média anual com o preço de energia local, considerando a isenção de ICMS sobre a tarifa de energia, totalizando um preço equivalente à R$/kWh 0,76. Os custos de O&M giram em cerca de 0,5% ao ano do valor do investimento inicial (Holdermann et al., 2014). Para a estimativa do VPL e a comparação do

resultado da TIR considerou-se a taxa de desconto de 7,11% ao ano, estimada em Aquila et al. (2017).

Os resultados mostraram que a TIR para o investimento no sistema FV nas pousadas gira em torno de 24%, com o Payback aproximadamente de 48 meses. Por sua vez, os resultados de VPL estão descritos na Tabela 2. O resultado da TIR acima da taxa de desconto de 7,11% e, o VPL positivo para todas as pousadas revela que a geração distribuída por sistemas fotovoltaicos é viável para todas as pousadas.

Os sistemas com maior CAPEX apresentaram economia de escala. Ou seja, nas pousadas onde o consumo é maior, o sistema fotovoltaico traz retornos monetários superiores, como é o caso das pousadas São Félix do Jalapão e Cachoeiras do Jalapão.

Tabela 2 – Resultados do Valor Presente Líquido por pousada

Pousada	**VPL**
Rio Novo	R$ 22.821,77
São Félix do Jalapão	R$ 418.399,07
Bicudo	R$ 43.107,78
Cachoeiras do Jalapão	R$ 418.399,07
Veredas das Águas	R$ 86.215,57

É válido destacar que o retorno financeiro pode ser ainda maior, caso os proprietários das pousadas tenham facilidade de acesso ao crédito, buscando a captação de financiamentos para o alto valor de investimento inicial. Entretanto, mesmo sem considerar a possibilidade de captação de financiamentos, os resultados indicam a viabilidade do sistema, o que comprova que os preços de energia, a isenção do ICMS e o bom nível radiação solar no Jalapão são variáveis que tornam atrativos o investimento de sistemas fotovoltaicos na região.

5. CONCLUSÕES

A região do Jalapão tem se destacado como um pólo turístico do estado do Tocantins e, com isso, muitas pousadas e empreendimentos comerciais tem surgido na região. O aumento da competitividade destes estabelecidos, passa pela busca por economias de escala, além de boas práticas sustentáveis, haja visto que a região é uma área de preservação natural.

O presente estudo mostra que a geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos possui excelente resultado de viabilidade econômica. O preço de energia cobrado pela distribuidora local, assim como o bom potencial de radiação solar são suficientes para viabilizar o sistema, sem a necessidade de linhas de financiamento ou de incentivos fiscais que vão além da isenção do ICMS referente à parcela da tarifa de energia.

Vale destacar que o alto valor de CAPEX pode ser considerado um obstáculo para disseminação de sistemas fotovoltaicos na região, visto que são elevados para serem desembolsados pelo empreendedor. Nesse aspecto, linhas de financiamento acessíveis para empreendedores da região podem ser um gatilho para apoiar o crescimento da geração distribuída na região e no estado do Tocantins, que ainda é um dos estados que tem pouca adesão a geração distribuída.

Agradecemos ao CNPq pelo fomento à esta pesquisa e ao SemeAD, FIA e CACTVUS pelo incentivo financeiro a partir da bolsa SemeAD PQ jr.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, J.V.B., RODRIGUES, B.N., SANTOS, I.F.S., HADDAD, J., FILHO, G.L.T, 2020. Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting Brazilian economic development. Energy Policy, 143, 111555, 2020.

ANEEL, 2015. Resolução Normativa nº 687/2015, de 24 de novembro de 2015. Available at: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

BREALEY, R.A., MYERS, S.C., ALLEN, F., MOHANTY, P. Principles of Corporate Finance, 12 ed, McGraw-Hill Education, 2018.

BRIGHAM, E.F., HOUSTON, J.F. Fundamentals of Financial Management. 11 ed. Cengage Learning, Florence, KY, 2007.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária, 2015. Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015 /CV016_15>

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito. Potencial Solar – SunData v 3.0, 2022. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>

GARCEZ, C.G. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy contexto, design and impact. Utilities Policy, 49, 104-115, 2017.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída – Mercado Fotovoltaico, 2022.

LONDO, M.; MATTON, R.; USUMANI, O.; VAN KLAVEREN, M.; TIGCHELAAR, C.; BRUNSTING, S. Alternatives for current net metering policy for solar PV in the Netherlands: A comparison of impacts on business case and purchasing behaviour of private homeowners, and on governmental costs. Renewable Energy, 147, 903-915, 2020.

RIGO, P.D; SILUK, J.C.M.; LACERDA, D.P.; ROSA, C.B.; REDISKE, G. Is the sucess of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in Brazil? Journal of Cleaner Production, 240, 118243, 2019.

ROSS, S.A.; WESTERFIELD, R.W.; JAFFE, J.F. Corporate Finance. 2.ed. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2002.

SANTOS, Renato Prado dos; CREMA, Allan; SZMUCHROWSK, Mariusz Antoni; ASANO, Koji; KAWAGUCHI, Manabu. Atlas do Corredor Ecológico da Região do Jalapão. 2011. Disponível em:

https://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/comunicacao/downloads/atlasjalapao.pdf. Acesso em: 16 mai. 2020.

SHORT, W.; PACKEY, D.J.; HOLT, T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. Golden, Colorado, US: National Renewable Energy Laboratory; 1995.

SILVA, H.M.F; ARAUJO, F.J.C. Energia solar fotovoltaica no Brasil: uma revisão bibliográfica. Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciencias e Educação, 8(30), 859-869, 2022.

YAMAMOTO, Y. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: a comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. Solar Energy 86 (9), 2678-2685, 2012.

DIMENSIONAMENTO SIMPLIFICADO DE UM SISTEMA DE MINIGERAÇÃO EÓLICA

Roberto Padilha Rovani[1]; Evandro André Konopatzki[1]; Vinicius Lima Passolongo[1]; Elisandra Ratke[1]; Juan Nascimento[1]; Lucas de Paula[1]; Bruna Alves de Souza Holanda[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

A geração eólica no Brasil, quando analisada no âmbito da minigeração distribuída, encontra-se em um estado de baixa progressão, ainda que apresente grande potencial. O aumento dos estudos analíticos e da procura pela implantação de aerogeradores nas minigerações distribuídas acarretam diretamente na viabilização dessa modalidade como fonte de energia, pois tal implantação transfere o custo de estrutura geradora aos consumidores finais, alivia o sistema de distribuição de energia e altera a curva de carga diária, logo, apresenta benefícios em ambos os cenários. O objetivo principal desse estudo foi apresentar um dimensionamento simplificado de sistemas de minigeração eólica para o atendimento da energia elétrica média anual gasta pelas unidades consumidoras. A metodologia considera o apontamento das características climáticas da localidade por meio dos manuais e mapas temáticos da ANEEL (2021), especialmente a velocidade média e a duração média anuais de vento, a partir das quais é possível calcular a área mínima do rotor que produzirá quantidade de energia equivalente à consumida. Cinco modelos de aerogeradores foram usados nessa pesquisa, sendo nominados como: X-100; Y-100; X-800; Y-800 e X-900, dos quais foi elaborada a curva “potência x velocidade do vento” para escolha do modelo mais adequado à unidade consumidora. Como resultado foi possível elaborar um roteiro de cálculo simplificado para apontar a viabilidade técnica da implantação da minigeração eólica distribuída nas diversas regiões do Brasil. Visto que o custo de implantação de um aerogerador está diretamente ligado à economia na fatura de

energia elétrica, o roteiro também prevê apresentação dos indicadores econômicos TIR, PBd e VPL para apoio à decisão.

Palavras-chave: Geração distribuída; Energia eólica; Dimensionamento; Economia.

ABSTRACT

The wind generation in Brazil, when analyzed within the scope of distributed minigeneration, is still on low progression, although it presents great potential. The increase in analytical studies and the demand for the implementation of wind turbines in distributed minigenerations directly lead to the feasibility of this modality as a source of energy, as such their implementation transfers the cost of the generating structure to final consumers, alleviates the energy distribution system and changes the curve of daily load, therefore, it presents benefits in both scenarios. The main objective of this study was to present a simplified dimensioning of wind mini-generation systems to supply the average annual electric energy spent by consumer units. The methodology considers the indication of the climatic characteristics of the locality through the manuals and thematic maps of ANEEL (2021), especially the average annual speed and average wind time, from which it is possible to calculate the minimum rotor area capable to produce the same amount of energy that is consumed. XXX models of wind turbines were. It is, therefore, expected as a final result: a calculation script that points out the technical feasibility - that is, the applicability of the current accessible technology in the region where it is desired to carry out the implementation of the distributed mini-generation system - and economic – since it is about consumer units and the cost of implementing a wind turbine is directly linked to the fact that this proportional savings in the electricity bill are paid to the electricity company.

Keywords: Distributed generation; Wind energy; Dimensioning; Economy.

1. INTRODUÇÃO

Para ANEEL (2015), a energia cinética contida nas rajadas de vento, se aproveitada por aerogeradores para a geração de eletricidade, é chamada energia eólica. A produção de energia nos aerogeradores é uma interação entre o vento e o rotor da máquina eólica (FADIGAS, 2011), sendo que a potência depende da massa específica do ar, da área de captação das pás e da velocidade do vento.

As turbinas eólicas possuem vários desenhos e seu rendimento (□) pode chegar a 59,3% (BETZ, 1919), tal rendimento depende - principalmente - do número e perfil aerodinâmico das pás e da rotação da esteira atrás do rotor, sendo que as turbinas eólicas de pequeno porte, apropriadas para a micro e minigeração distribuídas, alcançam □ = 35% sob vento de velocidade igual a 7 m/s (WIND POWER PROGRAM, 2013).

Dessa forma, se torna necessário mapear a densidade de ventos de uma região a fim de promover estudos adequados de dimensionamento eólico. O estado do Paraná já possui mapas de vento médio anual (ATLAS, 2007) para as alturas de 50 m, 75 m e 100 m (apresentados na Figura 1).

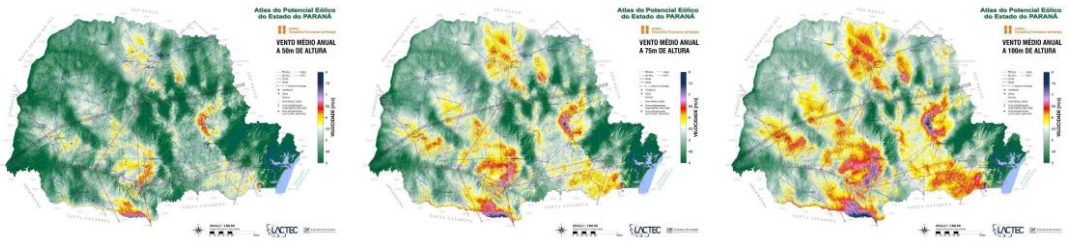


Figura 1 – Vento médio anual no Paraná, à altura de: a) 50,0 m; b) 75,0 m; e c) 100 m. Adaptado de Atlas (2007)

Os ventos de maior velocidade se situam em regiões específicas do estado, mas também acontecem com maior frequência em alturas mais elevadas. Tratando-se do potencial instalável a 50 m, por exemplo, com um vento médio anual de 6,0 - 6,5 m/s, o Paraná possui 3.181 km² de área que podem disponibilizar 12.683 GWh de energia anual. Por outro lado, ventos

maiores (8,0 - 8,5 m/s) estão disponíveis em, apenas, 3 km², consequentemente, a energia anual também reduz (estimada em 22 GWh.ano^{-1}).

Quando se eleva a altura de instalação da torre é verificado aumento da densidade do vento e redução da turbulência no vento (VIAN, 2021). Destarte, à altura de 75 m, a área da potência instalável proveniente de um vento médio anual de 6,0 - 6,5 m/s passa a ser de 12.152 km², trazendo então uma produção anual de energia estimada em 49.254 GWh; enquanto à altura de 100 m, estima-se em 103.580 GWh.ano^{-1} ao longo de uma área instalável de 50.440 km².

Os aerogeradores, por sua vez, apresentam limitação na potência disponibilizada por meio de uma "curva de potência", que mostra a sua resposta em função da velocidade do vento.

Um aerogerador, tomado como exemplo, denominado como "X" com potência de 100 kW possui a curva de resposta apresentada na Figura 2 (a seguir), com notória saturação à velocidade de 10 m/s e em 100 kW.

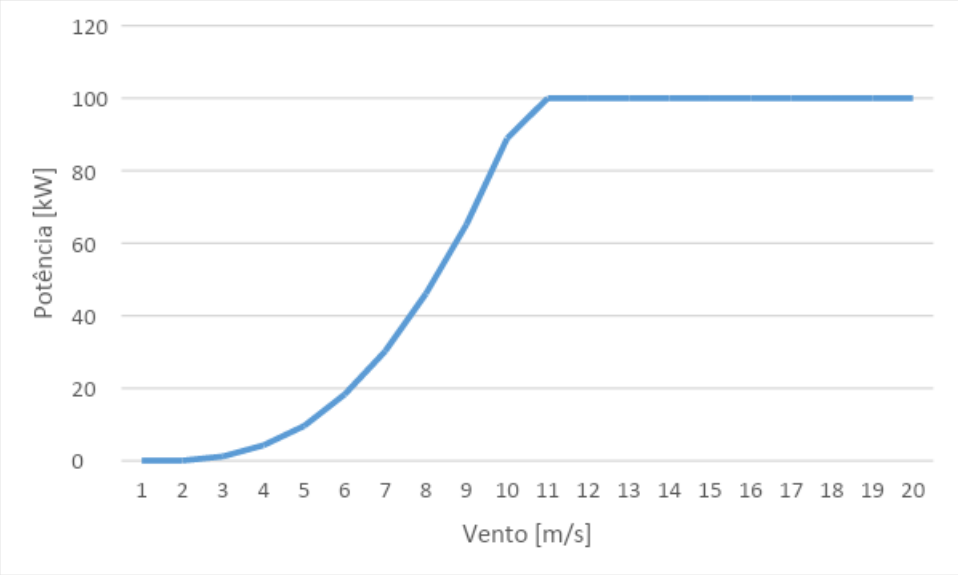


Figura 2 – Curva de potência do aerogerador X-100

Conforme o esperado pela literatura, enquanto o crescimento entre 4 e 10 m/s é exponencial, o gráfico não demonstra a velocidade de desligamento, que no caso ocorre por motivos de segurança (ROSA, 2014), mostra apenas a

velocidade nominal da máquina. A parcela de interesse do gráfico (Figura 4) é a curva de crescimento e os momentos próximos da saturação.

Nesse estudo foram utilizados dados até 20 m/s por conta das informações dos aerogeradores pesquisados (de 800 kW e 900 kW), visto que, como dito anteriormente e demonstrado na tabela 1, possuem saturação mais elevada.

O objetivo deste artigo foi realizar o dimensionamento simplificado de uma minigeração eólica para fornecer energia elétrica média anual equivalente ao gasto médio anual da unidade consumidora. Isso por meio da indicação dos aerogeradores mais adequados, dentre os catalogados no algoritmo desenvolvido para esse estudo. Assumindo a premissa de que a instalação desse sistema deve ser viável (técnica e economicamente).

2. METODOLOGIA

A metodologia consistiu na coleta do histórico de demanda e de energia da unidade consumidora. Esse histórico deve ser dos últimos 12 meses, pois se relaciona à sazonalidade dos ventos (que também possui um regime anual).

A energia consumida ao longo do ano deve ser dividida por 365 dias e transformada em uma energia diária média, usando o artifício legal de compensação de energia com uso do sistema elétrico da concessionária em que a produção de energia excedente (relacionada ao consumo) e também superior nas rajadas de vento – para ser usada em outros horários.

Os resultados analisaram a unidade consumidora UTFPR-MD, apresentada no estudo de SILVA (2021). Considerando a existência de irregularidades de relevo geográfico e acessando os manuais e mapas temáticos da ANEEL são obtidos os dados de velocidade anual média do vento (m/s) e do tempo médio de vento (h), método proposto por CRESESB (2001) e também por Lima Jr e Paula (2011).

Foram coletados dados técnicos de 5 aerogeradores, disponíveis gratuitamente na internet. Os dados foram catalogados no algoritmo para que tais aerogeradores sejam usados como sistemas ideais no fornecimento de

energia. A faixa de amostragem da velocidade nominal, mesmo que diferente para cada tipo de aerogerador (Tabela 1), não influencia nos cálculos realizados pelo algoritmo, visto que os valores nominais de saturação apenas se repetirão e serão analisados na forma comparativa de dados.

Após passar pelo tratamento de dados presente no algoritmo, os valores de potência de cada aerogerador são usados para cálculo da produção anual de energia (em kWh). Nesse cálculo também são usadas a velocidade média anual de vento e a frequência de sua ocorrência, dados fornecidos pelo atlas eólico da região desejada.

A produção anual pode ser descrita de acordo com o gráfico a seguir (Figura 3). De acordo com Vian (2021), esta curva de produção anual pode ser influenciada por uma série de fatores, dentre eles: a área varrida pelo rotor, capacidade instalada do gerador, regime de ventos na região e a que altura a torre é instalada. Por se tratar de um dimensionamento simplificado, é abordado o valor padronizado de energia produzida anualmente.

A produção anual possibilita também uma análise preliminar de cunho financeiro, quando comparados diversos tipos de aerogeradores (VIAN, 2021). Para tanto, como o enfoque do estudo é comparativo, deve-se levá-la em consideração para tomada de decisão do algoritmo.

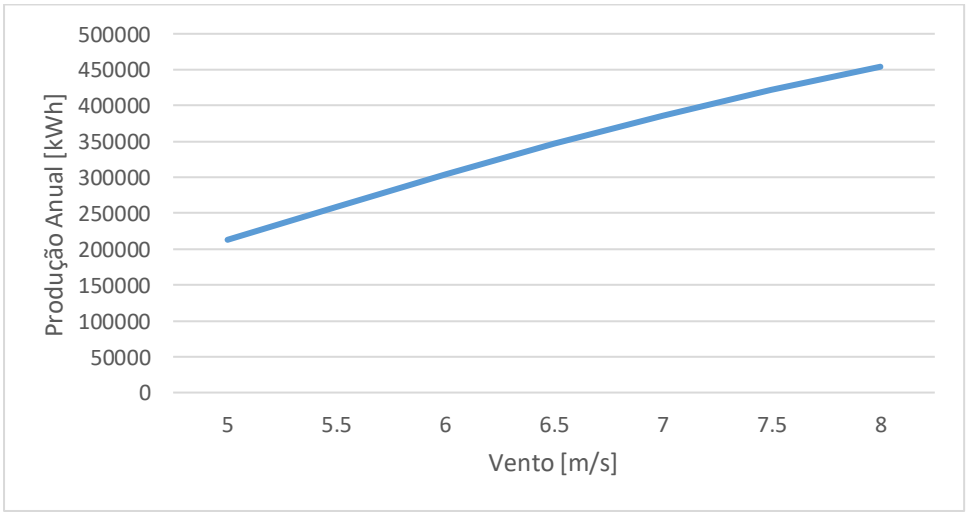


Figura 3 – Curva de produção anual do aerogerador X-100

Obviamente que, para os aerogeradores de maior porte, a produção anual média é amplamente superior ao aerogerador X-100 (que comporta, em seu limite, uma capacidade de produção de cerca de 450.000 kWh).

A partir dos dados tratados de produção anual de energia elétrica dos aerogeradores, foi possibilitado realizar a comparação dos mesmos com a energia anual consumida pela unidade consumidora alvo de estudo, tendo como margem de comparação – na escolha ideal – 5% para mais ou para menos.

O algoritmo compara as curvas de produção anual de todos os aerogeradores catalogados com o valor total de energia anual consumida pela UC e posteriormente, compara a velocidade média de vento na região para verificar se a velocidade de vento encontrada é menor ou igual à velocidade média anual fornecida pelo usuário.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para o dimensionamento simplificado, foi necessário o levantamento da curva de potência de 5 aerogeradores distintos entre si, variando de 100 kW a 900 kW, sendo eles 2 modelos diferentes de 100kW, 2 modelos de 800 kW e 1 modelo de 900 kW, conforme ilustrado na tabela a seguir (tabela 1).

Com a finalidade de justificar a utilização da faixa de ventos de 1 a 20 m/s, pode-se verificar nos dados presentes na tabela que, na curva de saturação do aerogerador X-900, seu limite chega quando o vento atinge uma velocidade igual a 17 m/s, fazendo assim com que uma faixa ideal de saturação seja até 20 m/s.

Para inserir essas informações de potência gerada a partir de uma determinada velocidade, foram desenvolvidos no algoritmo 5 vetores de tamanho 20 que guardam, sequencialmente os dados, a serem utilizados posteriormente para a realização dos cálculos de energia anual produzida e realizar as comparações e afins.

Tabela 1 – Potência dos cinco modelos de aerogeradores

VENTO [m/s]	POTÊNCIA [kW]				
	X-100	Y-100	X-800	Y-800	X-900
1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	2	0
3	1	8	5	14	4
4	4	17	25	38	20
5	9	30	60	77	50
6	18	46	110	141	96
7	30	65	180	228	156
8	65	82	275	336	238
9	89	91	400	480	340
10	100	98	555	645	466
11	100	100	671	744	600
12	100	100	750	780	710
13	100	100	790	810	790
14	100	100	810	810	850
15	100	100	810	810	880
16	100	100	810	810	905
17	100	100	810	810	910
18	100	100	810	810	910
19	100	100	810	810	910
20	100	100	810	810	910

De acordo com a tabela 1 pode-se observar o aumento considerável da potência entre um aerogerador e outro conforme a velocidade do vento vai aumentando. A potência de saturação (em kW) denota o tipo de aerogerador. Todos os aerogeradores possuem saltos de potência entre uma velocidade de vento e outra de forma que o crescimento da potência seja exponencial.

Também possuem inércia em suas pás, o que faz com que comecem a produzir após uma certa velocidade. Devido a isso, os aerogeradores de menor porte possuem inércias menores e inícios mais suaves. E, por fim, quanto maior a potência do aerogerador, maior é sua velocidade de saturação, tendo uma diferença entre extremos de 7 m/s de uma saturação e outra.

Para exemplificar de uma forma mais simplificada os dados presentes na tabela 1, é possível descrever os valores de potência em um gráfico, então denominado de curva de potência (figura 2).

Segundo Rosa (2014), a curva de potência é dividida em 3 velocidades, sendo elas: velocidade de partida, nominal e de desligamento. A velocidade de partida, atrelada à inércia previamente mencionada, termina ao passo que a

hélice começa a girar e inicia o processo de produção de energia, no caso a seguir, cerca de 3 m/s.

Para uma melhor compreensão acerca dos processos realizados, foi desenvolvido um fluxograma com todo o passo a passo, conforme ilustrado na figura abaixo (Figura 4):

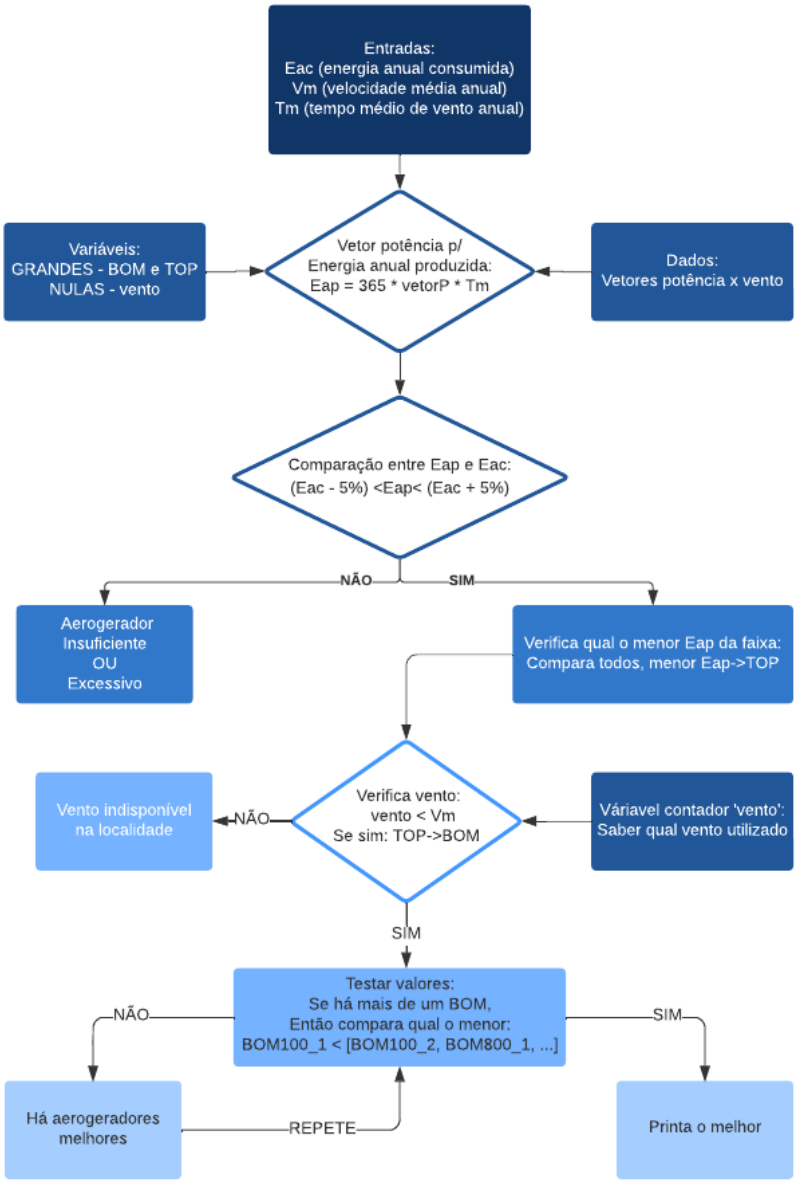


Figura 4 – Fluxograma do algoritmo de dimensionamento

Um algoritmo foi desenvolvido no software MATLAB para implementação das lógicas do fluxograma (Figura 4), e é de cunho interativo de forma que o usuário insere as informações: Energia anual consumida; velocidade média anual do vento; e densidade média de vento. O algoritmo informa a resposta na mesma *command window*, como mostra a Figura 5.

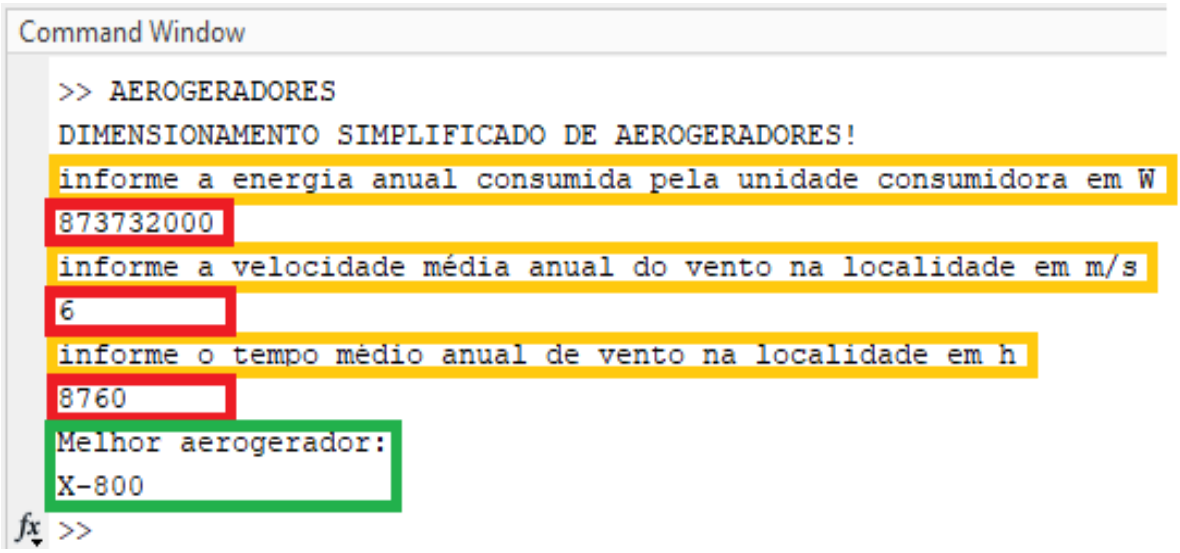


Figura 5 – *Printscreen* da janela de comando do software MATLAB

Para um melhor entendimento acerca da janela de comando acima (Figura 5), nota-se em amarelo as informações, solicitadas ao usuário por meio do software, necessárias para realizar o dimensionamento simplificado, que são: energia anual consumida pela UC, velocidade e tempo médio de vento.

Vale ressaltar que o código-fonte do artigo possui 5 aerogeradores para dimensionamento, conforme ilustrado na tabela de potência dos mesmos descrita no artigo (Tabela 1). As últimas 2 linhas (destacadas em verde na Figura 5) denotam a resposta do dimensionamento.

Pode-se perceber que, como não há nenhum aerogerador de potência média entre 100 kW e 800 kW, o algoritmo determinou os aerogeradores de 100 kW insuficientes e considerou o maior mais próximo.

A validação do algoritmo foi realizada pela simulação dos dados apresentados por Silva (2021) - já apresentadas nesse exemplo (destacados em

vermelho na Figura 5) – que mostraram resultado similar, por mais que o algoritmo tenha apresentado um aerogerador de 800 kW como suficiente.

Sugere-se a implementação de um multiplicador para que assim o algoritmo esteja corroborando com resultados da autora e confirmando a efetividade do algoritmo.

4. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Esse estudo buscou realizar o dimensionamento simplificado de uma minigeração eólica para fornecer energia elétrica média anual equivalente ao gasto médio anual da unidade consumidora.

Foi desenvolvido um algoritmo que recebe os dados de produção anual de energia elétrica dos aerogeradores, a energia anual consumida pela unidade consumidora, a velocidade média de vento na região e a frequência média anual de vento da região.

Por meio de comparação entre a produção anual e a energia anual consumida é feita a indicação do aerogerador (ou conjunto) mais adequados, dentre os catalogados.

Os resultados foram validados por meio comparativo entre as respostas do algoritmo e a literatura apresentada, de forma a mostrar a escolha satisfatória de aerogeradores para cada região analisada.

Como continuidade ou melhorias no algoritmo desenvolvido, sugere-se a catalogação de mais modelos de aerogeradores para que o sistema tenha mais opções de dimensionamento a fim de apresentar o melhor resultado ao consumidor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAMARGO E SCHUBERT (Br). Engenharia eólica. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC (PR). Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná. Curitiba: [s. n.], 2007. 1 atlas.

CAMARGO E SCHUBERT (Br). Engenharia eólica. True Wind Solutions (BR); Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL - BR). Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília: [s. n.], 2001. 1 atlas.

LIMA, Lucas Fernandes; JR., Sebastião C. Guimarães; PAULA, Aídson A. de. Potência extraída de turbinas eólicas baseadas na comparação de diferentes tipos de velocidade de vento. Conferência de Estudos de Engenharia Elétrica, [s. l.], p. 1-6, 7 out. 2011.

ROSA, Aldo. Processos de Energias Renováveis. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2014. 9788595152045. Disponível em: https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788595152045/. Acesso em: 07 mai. 2022.

SILVA, Bruna Porfirio da. Análise técnica e econômica para implementação de aerogeradores na UTFPR, campus Medianeira. 2021. 56 p. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Medianeira, 2021.

VIAN, Ângelo. Energia Eólica Fundamentos Tecnologia e Aplicações. São Paulo: Editora Blucher, 2021. 9786555500585. Disponível em: https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9786555500585/. Acesso em: 07 mai. 2022.

DIMENSIONAMENTO, SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DE UMA MICRORREDE RURAL COMPOSTA POR GRUPOS GERADORES MOVIDOS À BIOGÁS, ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E BANCO DE BATERIAS

Marcos Alexandre Izidoro da Fonseca[1]; Rodrigo Flora Calili[1]; Sergio Leal Braga[1]

[1]*Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*

RESUMO

A busca por novos processos de conversão de energia, bem como arquiteturas de utilização dos recursos energéticos, sendo estes mais limpos, eficientes e inteligentes, é uma imposição para a manutenção da vida humana. Neste trabalho é proposto um modelo de simulação numérica para uma microrrede rural composta por usinas termoelétricas movidas à biogás proveniente de efluentes da pecuária suína, bem como energia solar fotovoltaica e banco de baterias. Assim, é definida uma estratégia de controle para o sistema e feita uma proposta de arquitetura de interligação entre os diversos componentes. Os resultados obtidos fazem referência a variação da energia de cada recurso empregado na microrrede e a necessidade de interação com a rede externa, sendo então possível avaliar pontualmente a possibilidade de autossuficiência na geração de energia elétrica, bem como a dependência da rede de distribuição externa à microrrede.

Palavras-chave: Simulação de sistemas híbridos; Microrrede; Biogás; Baterias; Solar fotovoltaica.

ABSTRACT

The search for new energy conversion processes, as well as architectures for the use of energy resources, which are cleaner, more efficient, and intelligent, is necessarily an imposition for the maintenance of human life. In this work, a numerical simulation model is proposed for a rural microgrid composed of thermoelectric plants powered by biogas from swine livestock effluents, as well as photovoltaic solar energy and a battery bank. A control strategy is defined for

the system, and a proposal for an interconnection architecture among the various components is designed. The results refer to the variation of energy in each resource used in the microgrid and the need for interaction with the external grid, being possible to punctually assess the possibility of self-sufficiency in the generation of electric energy and the dependence on the distribution network external to the microgrid.

Keywords: Hybrid Systems; Microgrid; Biogas; Batteries; Solar photovoltaic.

1. INTRODUÇÃO

As ações antrópicas sobre os diversos ecossistemas em nível global nos trouxeram ao estado atual de urgências climáticas e ambientais. Dado o estágio avançado da interferência humana sobre a biosfera, deve-se criar alternativas para o desenvolvimento sustentável, permitindo a manutenção da vida humana em consonância com recursos naturais e outras formas de vida (KUMAR, 2020).

A disponibilidade geográfica de recursos energéticos, bem como dos processos de transformação destes, estão correlacionados com a possibilidade do desenvolvimento das atividades humanas (STEFFEN, 2020). Em regiões afastadas dos centros urbanos, onde são desempenhadas atividades rurais, o fornecimento de energia elétrica pode ser precário, motivando a busca por soluções neste contexto. Uma das soluções atualmente em desenvolvimento é o uso da bioenergia, podendo ser considerada a única fonte de energia renovável capaz de transformar passivo ambiental em ativo econômico (MOREIRA, 2019).

Assim, para contribuir com esse propósito, este trabalho foi desenvolvido, visando buscar novas alternativas de emprego, e possíveis arranjos associativos, considerando tecnologias e processos de transformação e armazenamento de energia que estão atualmente desenvolvidos. Para isso, tem-se por objetivo propor um modelo de simulação numérica de uma microrrede rural composta por biodigestores, usinas termoelétricas movidas à biogás proveniente de efluentes da pecuária suína, energia solar fotovoltaica e banco de baterias estacionárias de íons de lítio.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento do modelo, foi necessário a caracterização e dimensionamento dos seguintes parâmetros: 1) curvas de carga; 2) produção de biogás; 3) geradores; 4) geração solar fotovoltaica; 5) banco de baterias; e 6) controle do sistema de geração e distribuição. Cada uma destas seis fases será detalhada nas subseções a seguir.

2.1 Curva de carga

As curvas de carga consideradas, foram adaptadas com base em dados reportados por trabalhos nacionais (BERNARDES, 2020) e (RECH et al., 2015), onde é possível estimar a variação sazonal. Tais curvas representam o comportamento típico de atividades praticadas no meio rural, tais como: produção de leite; estocagem de grãos; e criação de aves para abate. As atividades foram escolhidas com o intuito de considerar cargas com características sazonais. O consumo elétrico na estocagem de grãos apresenta maior intensidade nas épocas referentes às colheitas, devido a secagem e processamento dos mesmos, ao passo que na produção de leite e criação de aves, o consumo elétrico está diretamente relacionado com a temperatura ambiente. Nas épocas mais quentes o consumo de energia elétrica é intensificado no ato do resfriamento e armazenamento do leite, bem como para o arrefecimento do ambiente de criação das aves. A distribuição da carga horária ao longo do dia foi incrementada de forma não linear fazendo com que a intensidade do consumo fosse maior na parte da tarde.

2.2 Produção de biogás

A determinação da capacidade de produção de biogás em um biodigestor se relaciona com a produtividade de metano e a capacidade de geração de efluentes por um determinado rebanho.

2.2.1 - Produtividade de Metano

A produtividade diária de metano no biodigestor, dada pela equação 1 a seguir, é determinada por uma relação entre parâmetros empíricos e de

projeto.O parâmetro de projeto é o tempo pelo qual os resíduos orgânicos são retidos no biodigestor, o tempo de retenção hidráulica (TRH), e foi considerado igual a 30 dias. Os parâmetros empíricos são: a capacidade de produção de metano pelo dejeto (Bo), a concentração de sólidos voláteis (SV), o coeficiente cinético (k) e a velocidade de crescimento específico (µm). O valor médio de referência para Bo é igual a 0,38 e para SV é igual a 35,38. Estes valores, o equacionamento a seguir, bem como as correlações para estimação do coeficiente cinético e a velocidade de crescimento específico foram retirados da literatura (EMBRAPA, 2018) considerando um rebanho composto por suínos.

$$PdM = \frac{Bo\ x\ SV}{TRH} x \left(1 - \frac{k}{TRH\ x\ \mu m - 1 + k}\right) \quad (1)$$

Onde, *PdM* é a produtividade de metano por m³ do biodigestor ao dia ($m^3_{CH4}\ m^{-3}_{bio}$/dia), *Bo* é a capacidade de produção de metano pelo dejeto ($m^3_{CH4}\ kg_{SV}^{-1}$), *SV* é a concentração de sólidos voláteis ($g_{SV}\ L^{-1}$), *TRH* é o tempo de retenção hidráulica (dias), *k* é o coeficiente cinético, e *µm* é a velocidade de crescimento específico (dia-1).

2.2.2 - Geração de Efluentes

Para determinação do volume total do biodigestor, é necessário considerar a geração total de efluentes e tempo pelo qual estes resíduos ficarão retidos. A geração de efluentes se relaciona com a quantidade de animais presente no rebanho, bem como a capacidade de geração de efluentes por cada animal, de acordo com a relação presente na equação 2 a seguir. O valor da geração de efluentes líquidos é igual a 10,28 litros por animal por dia, e o número de animais igual a 8.500.

$$Gr_{ef} = Gr_{el}\ x\ N_{cb}\ x\ fat \quad (2)$$

Onde, Gr_{ef} é a geração de efluentes (m^3/dia), Gr_{el} é a geração de efluentes líquidos (litro/animal.dia), N_{cb} é o número total de animais e *fat* é um fator de conversão relacionado com a densidade do efluente.

2.3 Grupos Geradores

Para a modelagem dos grupos geradores, é necessário utilizar o consumo de combustível e determinar um patamar de operação. A curva empírica de consumo específico de combustível para o biogás foi obtida da literatura (SOUZA et al., 2016), e o patamar de operação foi fixado em 90% da carga máxima admissível pelo equipamento. O grupo gerador utilizado para geração das correlações na referência supracitada é dotado de um motor do ciclo Otto da MWM, composto por 6 cilindros, 7,2 litros, operando em 1800 RPM. O motor é acoplado a um gerador modelo Gramaco/G2R 200 MB, com 4 polos, potência total de 100 kVA (70 kW), frequência de 60 Hz, tensão de 220 V com três fases e corrente de 270 A. No presente trabalho, foram considerados o total de 5 grupos geradores idênticos ao supracitado.

Com a potência demandada em cada intervalo de tempo, é necessário utilizar as eficiências nos processos de conversão de tensão entre as formas contínua e alternada. Dessa forma é então possível a determinação da carga no grupo gerador pela equação 3 a seguir. Com a carga determinada, é então possível calcular o consumo específico de combustível, no caso o biogás proveniente dos biodigestores, no intervalo de tempo analisado, através da equação 4 a seguir.

$$EL(t) = \frac{P_d(t)}{\eta_{ad}\, x\, \eta_{da}} x\, \frac{1}{P_{nom}}\, x\, 100 \qquad (3)$$

$$SFC(t) = 7{,}779\, x\, (EL(t)^{-0{,}55}) \qquad (4)$$

Onde, *EL* é o percentual de carga solicitada no grupo gerador (%), *Pd* é a potência demandada (kW), η_{ad} e η_{da} são, as eficiências na conversão de tensão

alternada para contínua e ao contrário, P_{nom} é a potência nominal do grupo gerador (kW), e SFC é o consumo específico de combustível (m^3/kWh).

2.4 Geração Solar Fotovoltaica

A potência gerada pelo sistema fotovoltaico é modelada pela equação 5 a seguir, a qual foi extraída da literatura (MALHEIRO et al., 2015). Esta é majoritariamente dependente da irradiância solar disponível na região (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2022), bem como da variação da temperatura das células fotovoltaicas. A modelagem da temperatura das células pode ser consultada no trabalho supracitado e depende da variação de temperatura ambiente local (INMET, 2022). Os valores da irradiância solar e temperatura ambiente foram consultados para a região do interior do sudeste do Brasil.

$$P_{FV}(t) = PMP_{REF}\ x\ \frac{G(t)}{1000\ W/m^2} x\ [1 + \gamma_{FV}\ x\ (T_c(t) - 25°C)] \quad (5)$$

Onde, P_{FV} é a potência gerada (W), PMP_{REF} é a potência máxima na condição de referência (W), G é a irradiância (W/m^2), γ_{FV} é o coeficiente de relação entre temperatura e potência (%°C^{-1}), e T_C é a temperatura da célula (°C).

Para escolha dos painéis solares optou-se por equipamentos que estivessem disponíveis no mercado e que possuíssem especificação técnica disponível (GENYX, 2020) para obtenção dos dados necessários para aplicação no modelo. Foram considerados painéis da Sunova Solar, modelo SS-450-72MD com 144 células, e potência máxima de 450 W nas condições padrão de teste, e 342 W nas condições de operação. Para composição da planta de geração solar, foram considerados 3000 painéis idênticos ao supracitado.

2.5 Banco de Baterias

Para o cálculo da variação da energia foi efetuado o balanço em cada instante de tempo de acordo com a equação 6 a seguir.

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1) + E_{bin}(t)\ x\ \eta_c - \frac{E_{bout}(t)}{\eta_d} \quad (6)$$

Onde, E_{bat} é a energia armazenada no banco de baterias (kWh), E_{bin} é a energia para carga do banco de baterias (kWh), E_{bout} é a energia utilizada do banco de baterias, e η_c e η_d são, respectivamente, as eficiências de carga e descarga do banco de baterias.

Em alinhamento com a disponibilidade do mercado (BYD, 2020), foram considerados bancos de baterias de íons de lítio, modelo BYD B-box Pro-LiFePO4, que possui uma capacidade de 13,8 kWh. O banco opera com tensão de 51,2 V com taxas nominais de carga e descarga de no máximo 0,5 C, ou seja, até 50% da corrente nominal. Nessa configuração, é possível prolongar a vida útil das baterias, além de alcançar valores de eficiência em torno de 95,3%. Para composição do sistema de armazenamento, foram consideradas 50 módulos idênticos ao supracitado.

2.6 Controle do sistema

As imposições da carga, fazem variar as solicitações aos dispositivos de geração e armazenamento de energia, bem como a necessidade de complementação da geração com fornecimento de origem externa à microrrede. A estratégia empregada para o gerenciamento dos dispositivos considera que toda geração e armazenamento será disponibilizado em um barramento em comum e consumido de acordo com a carga. Se houver necessidade será complementado com fornecimento externo (energia será importada para a microrrede), se houver excedente de geração, será transferido para a rede mais próxima (energia será exportada da microrrede). O gerenciamento considera que: a geração de energia solar fotovoltaica será consumida sempre que disponível; os geradores devem operar de forma contínua enquanto existirem estoques de combustível no biodigestor; os bancos de baterias fornecem energia quando completamente carregados até atingirem a carga mínima, operando entre os patamares de 20% e 100% de carga.

3. RESULTADOS

Sobre os recursos empregados, observa-se que todos se comportam conforme equacionamento e condicões de contorno empregadas no modelo. A geração solar fotovoltaica depende diretamente da irradiância solar disponível na região de operação bem como da temperatura de operação das células fotovoltaicas. O volume de biogás, varia entre os patamares máximos e mínimos do reservatório. Enquanto os geradores estão em funcionamento, o consumo de biometano é de forma linear até o esgotamento das reservas. A variação da energia nos bancos de baterias está relacionada com os períodos de carga e descarga dos mesmos.

Como a variação de energia nos dispositivos sofre poucas alterações ao longo do ano, se torna interessante analisar os meses nos quais são observados maiores e menores cargas impostas ao sistema. Nese caso, para o cenário de curva de carga proposto (subseção 2.1), os meses com menor e maior carga foram respectivamente junho e março. Nas figuras 1 e 2 a seguir, são apresentados os resultados para esses períodos com foco na variação da energia nos diversos dispositivos e na interface da microrrede com a rede externa. Essa análise da interface entre as redes, surge com o intuito de avaliar a necessidade de importação de energia da rede de distribuição externa, bem como a possibilidade de exportação de energia para esta, contribuindo assim, com o fornecimento de energia da região.

Como pode ser observado, no mês de junho (Figura 1), quando se tem a menor carga imposta ao sistema, na maior parte do período analisado, a associação entre os dispositivos de geração de energia é suficiente para suprir a demanda, e o excedente de geração é exportado da microrrede para a rede de distribuição externa. Tem-se em poucos momentos necessidade de importar energia da rede externa (curvas em vermelho), ao passo que em diversos momentos é possível exportar energia para a rede externa (curvas em preto). Do total de energia transferida pela interface, tem-se que 83,75% foi para exportação, ao passo que somente 16,25% foi para importação.

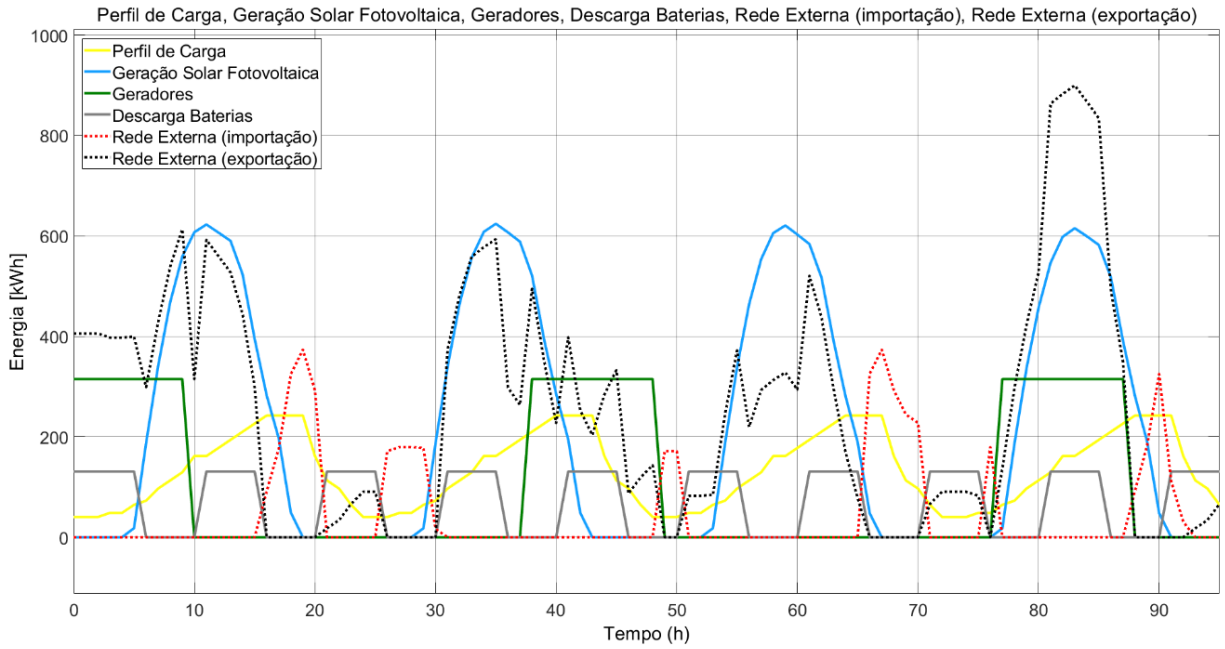


Figura 1 – Detalhamento interface entre as redes para o mês de junho.

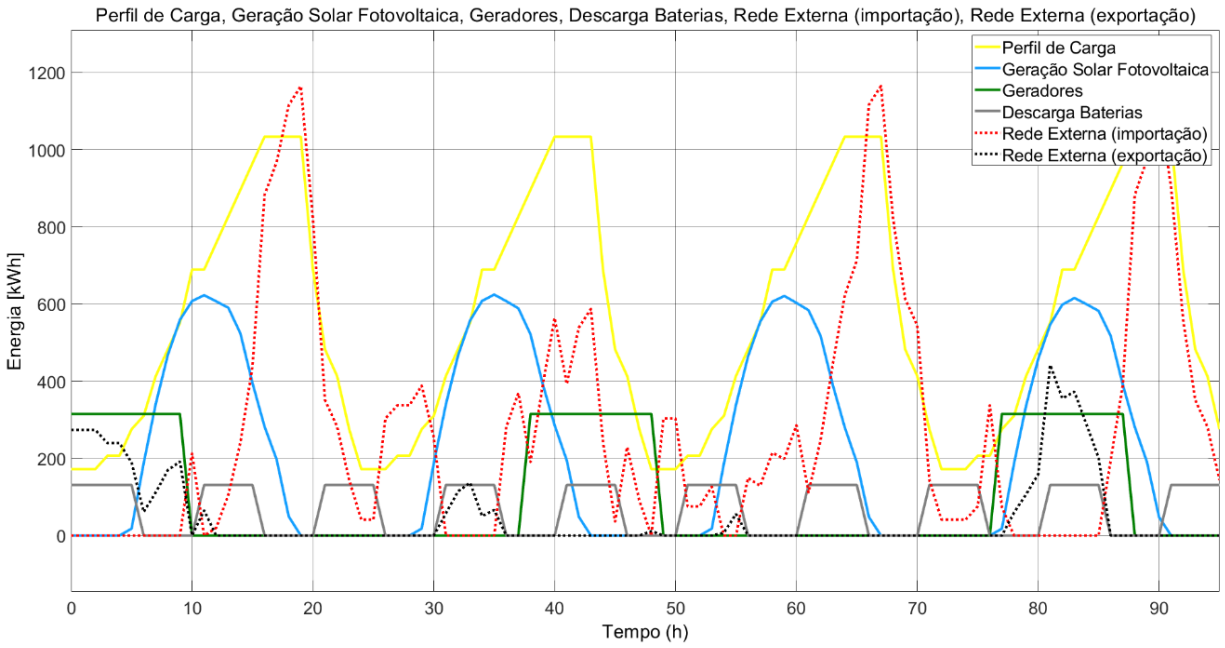


Figura 2 – Detalhamento interface entre as redes para o mês de março.

Como pode ser observado, no mês de março (Figura 2), quando se tem a maior carga imposta ao sistema, na maior parte do período analisado a

associação entre os dispositivos de geração de energia não é suficiente para o suprimento da demanda, e a falta de energia é complementada com importação da rede externa de distribuição. Em poucos momentos, existem excedentes na geração de energia de forma que seja possível exportar energia para a rede externa (curvas em preto), ao passo que em diversos momentos é necessário importar energia da rede externa (curvas em vermelho). Do total de energia transferida pela interface, tem-se que somente 14,43% foi para exportação, ao passo que 85,57% foi para importação.

Os aspectos mais importantes que podem ser observados nos resultados é que o modelo proposto possibilita o dimensionamento e simulação de um sistema com elevada complexidade, sendo este composto pela conjunção de diferentes sistemas operando de forma integrada. Além da operação integrada, observa-se que que a orientação do modelo, através da implementação do algoritmo de controle e condições de contorno, se mostrou satisfatória para o propósito. Com a análise da variação da energia na interface entre a microrrede e a rede externa se torna possível estimar a viabilidade de autossuficiência na geração de energia elétrica pela microrrede, bem como a dependência de fornecimento de energia pela rede de distribuição externa. Dessa forma, é possível também avaliar a possibilidade de comercialização e/ou arbitragem do excedente de energia gerado, além da possibilidade de fornecimento de soluções em formato de serviços ancilares.

4. CONCLUSÃO

Com o desenvolvimento do presente trabalho foi possível gerar um modelo numérico determinístico, discretizado, capaz de prever o comportamento de um sistema híbrido de geração de energia elétrica composto por grupos geradores movidos à biometano, geração solar fotovoltaica e banco de baterias estacionárias. O sistema foi posto para operar frente às solicitações de carga comumente encontradas no meio rural, visando melhor compreensão do sistema nesse cenário, e produziu respostas razoáveis considerando o equacionamento.

Com relação aos resultados referentes à variação da energia em cada um dos dispositivos modelados, bem como na interface da microrrede com a rede externa, é possível observar que o sistema está diretamente relacionado ao dimensionamento de cada um dos parâmetros que compõem os dispositivos da microrrede bem como do perfil de carga considerado. Isso mostra a necessidade de uma implementação do sistema proposto para casos com perfis de demanda especificamente dimensionados (ou medidos) para as atividades que porventura possam vir a compor a microrrede. Estes resultados mostram que em primeira análise é possível criar soluções para geração e armazenamento de energia em formato de microrrede abrindo inclusive as possibilidades de debate para as propostas de fomento de iniciativas em formato de cooperativas de energia viabilizando tais projetos. Com a análise da variação da energia na interface entre a microrrede e a rede externa, se torna possível estimar a viabilidade de autossuficiência na geração de energia elétrica pela microrrede, ou a dependência de fornecimento de energia pela rede de distribuição externa. Assim, é possível também avaliar a possibilidade de comercialização e/ou arbitragem com o excedente de energia gerado, além da possibilidade de fornecimento de outros serviços ancilares.

Por fim, propõem-se como trabalhos futuros o refino do modelo com inclusão da modelagem de fatores de envelhecimento dos geradores e bancos de baterias, além da inclusão de análises de impacto ambiental e econômicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BERNARDES, E. R. Viabilidade Economica da Geração Distribuída com Biogás Aplicada ao Meio Rural, 2020.

BYD. Catálogo comercial. Disponível em <https://www.byd.ind.br/2020/wp-content/uploads/2021/05/B-BOX_PRO_138.pdf>. Acessado em: 15 abr. 2022.

EMBRAPA, CIBIOGAS. Metodologia para Estimar o Potencial de Biogás e Biometano a Partir de Plantéis Suínos e Bovinos no Brasil, 2018.

GENYX. Catálogo comercial. Disponível em <https://genyx.com.br/novo-site/wp-content/uploads/2021/03/SS-430_450-72MD.pdf>. Acessado em: 15 abr. 2022.

GLOBAL SOLAR ATLAS. Base de Dados. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/>. Acessado em: 15 abr. 2022.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Base de Dados. Disponível em <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acessado em: 15 abr. 2022.

KUMAR, D. An Analysis of Earth System Approach to the Global Pact for the Environment, 2020.

MALHEIRO, A. et al. Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems, Renewable Energy, 2015.

MOREIRA, J. R. S. et al. Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

RECH et al. Consumo de Energia por Atividades Agropecuárias: O caso de uma Cooperativa de Eletrificação rural, 2015.

SOUZA et al. Gas Emission and Efficiency of an Engine-Generator set Running on Biogas, 2016.

STEFFEN, W., RICHARDSON, K., ROCKSTRÖM, J. et al. The emergence and evolution of Earth System Science. Nat Rev Earth Environ 1, 54–63, 2020.

DIMINUIÇÃO DA NEBULOSIDADE NO RESERVATÓRIO DE BALBINA/AM COMO RESPOSTA A INSTALAÇÃO DO EXTENSO ESPELHO D'ÁGUA

Fabiana Bartolomei[1]; Arcilan Assireu[1]; Robson Passos[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Desde o uso do fogo na era primitiva, a energia se tornou um recurso essencial na vida humana. As usinas hidrelétricas é a principal matriz energética do Brasil, por isso, esse estudo tem por objetivo investigar e evidenciar a formação de brisa lacustre e avaliar o padrão espacial de céu sem nebulosidade sobre o reservatório de Balbina, para assim analisar o uso de sistemas híbrido hídrico-solar. Nesse trabalho, foram utilizadas duas fontes de dados: um conjunto de dados de satélite e conjunto de dados de estações automáticas e convencionais para a radiação. Com os resultados obtidos, é possível a construção de um reservatório induz brisas lacustres que inibem a formação de nuvens e, que elas se intensificam no período vespertino devido à diferença térmica entre a terra aquecida e o corpo aquífero mais frio. Assim, o uso de um sistema híbrido hidro-solar é eficiente nesta região, uma vez que os meses de estiagem, com ausência de nebulosidade, se dá nos meses em que há uma maior quantidade de radiação.

Palavras-chave: Brisa lacustre; sistema híbrido; nebulosidade; Balbina, fotovoltaica.

ABSTRACT

Since the use of fire in the primitive age, energy has become an essential resource in human life. Hydroelectric plants are the main energy matrix in Brazil, so this study aims to investigate and evidence the formation of lake breezes and evaluate the spatial pattern of cloudless sky over the Balbina reservoir, in order to analyze the use of hybrid systems hydro-solar. In this work, two data sources

were used: a satellite dataset and a dataset of automatic and conventional stations for radiation. With the results obtained, it is possible to build a reservoir that induces lake breezes that inhibit the formation of clouds and that they intensify in the afternoon due to the thermal difference between the heated earth and the colder aquifer body. Thus, the use of a hydro-solar hybrid system is efficient in this region, since the dry months, with no cloud cover, occur in the months when there is a greater amount of radiation.
Keywords: Lake breeze; hybrid system; cloudiness; Balbina, photovoltaic.

1. INTRODUÇÃO

Desde que os primitivos começaram a usar fogo, a energia se tornou um recurso essencial para a sobrevivência do ser humano e, tem sido importante a utilização de energia renovável [1]. A crescente preocupação com os efeitos do aquecimento global, como relatado em agosto de 2021 pelo Painel Intergovernamental Sobre Mudanças Climáticas (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC), tem voltado a atenção do homem à prospecção de recursos energéticos não-poluentes e renováveis de forma a contribuir para a descarbonização da matriz eletroenergética global [31].

No Brasil, que é um dos maiores produtores de eletricidade renovável, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto na maioria por fontes não poluentes [2]. Até 2021, 65,2% de toda a energia produzida pelo país era proveniente da geração hidrelétrica, com 8,8% de geração eólica e 1,7% de geração solar [31,5].

A maior fonte de energia na terra é o sol. A energia solar é uma fonte que pode ser aproveitada na forma de calor ou de luz, por ser derivada do sol é uma fonte inesgotável [15]. A luz é constituída por minúsculas partículas denominadas fótons, que possuem energia. Quando esses fótons entram em contato com uma fotocélula e são absorvidos, a sua energia é transferida para os elétrons da composição da célula fotovoltaica [31].

Há uma previsão de queda de 10% da participação da geração hidrelétrica [31]. Assim, é possível notar que a expansão da geração de energia solar vem

ocorrendo pela tecnologia fotovoltaica e, por se tratar de geração de baixo impacto ambiental, já que não emite gases de efeito estufa diretamente de sua operação, essa fonte não enfrenta oposição à sua adoção [5]. As reduções de custo dos painéis fotovoltaicos (PV) têm ajudado também a fazer uso de larga escala de energia solar [6].

A irradiância chega em diferentes intensidades na superfície terrestre devido a diversos fatores que afetam a atmosfera, como materiais particulados. Desse valor de irradiância que chega os painéis fotovoltaicos mais eficientes convertem só uma fração dessa energia em eletricidade. As placas fotovoltaicas são produzidas utilizando tecnologias com longa duração, os materiais vão de molduras de alumínio à caixa de junção, como é mostrado na Figura 1.

Figura 1 - Estrutura de um painel solar
FONTE: Portal Solar

Em 2001, o Brasil enfrentou uma crise de abastecimento de energia causada pelas inconsistências e deficiências na regulamentação do modelo do setor elétrico que entrava em vigência, as quais resultaram, principalmente, no desequilíbrio entre oferta e demanda, ocasionadas por atrasos de geração programada, combinado com uma inesperada crise hidrológica [14].

Cotton e Pielke (2007) evidenciaram que a construção de reservatórios de água, assim como outras atividades humanas, altera as características das superfícies que contribuem com o balanço de energia. A substituição da cobertura do solo por um corpo aquífero causa intensos gradientes térmicos entre o reservatório e o território ao redor, que induzem brisas lacustres e impactam o ciclo hidrológico, balanço de energia e nebulosidade local [9]. As

brisas lacustres são induzidas pelas diferenças microclimáticas entre a água e a região circunvizinha e, associado a este aquecimento diferencial entre a terra e a água, um fluxo vertical ascendente é desencadeado sobre a parte da terra [30].

O desencadeamento da circulação desse fluxo vertical ascendente pode, dessa maneira, inibir a formação de nuvens baixas, com pouco ou sem desenvolvimento vertical, na região de estudo [10]. Teixeira (2008) avaliou a influência da brisa marítima na precipitação para dois semestres, sendo que em ambos, foi evidenciado que o período da tarde é o que apresenta a menor frequência de chuva em todos os meses.

Gonçalves et. al (2020) avaliaram o impacto da construção da usina hidrelétrica de Serra da Mesa no regime regional de nuvens, sendo que detectaram uma mudança da frequência de nebulosidade após o enchimento do lago.

Ming et. al (2021) introduz sobre o sistema híbrido hídrico-solar, indicando que a taxa de redução de energia solar fotovoltaica seria alta quando a produção de energia hidrelétrica fosse muito baixa ou muito alta. Silvério (2018) pontuou que a usina solar fotovoltaica pode complementar a hidrelétrica no período de estiagem e aumentar a capacidade da hidrelétrica de atender a demanda

Os conhecimentos sobre a ocorrência de ausência de nebulosidade em reservatórios brasileiros, em especial no norte do Brasil, não foram explorados devidamente, assim como o uso de sistemas híbridos em reservatórios. Desta forma, este trabalho tem por objetivo a avaliação da disponibilidade de radiação solar em ambientes aquáticos e a viabilidade de instalação nestes de painéis fotovoltaicos submersos, a fim de analisar o impacto da brisa lacustre na quantidade de nebulosidade antes e depois da construção da usina hidrelétrica e, como este afetou o microclima da região, com foco no regime de nuvens.

2. DADOS E MÉTODOS

2.1 Área de Estudo

O reservatório de Balbina é uma hidrelétrica construída no rio Uatumã [17]. Essa usina hidrelétrica fornece energia para a sua cidade sede, que está

localizada no nordeste do estado do Amazonas, e para cidades vizinhas.

A cidade de Presidente Figueiredo, situada à 2º03'04'' Sul e 60º01'30'' Oeste [16], possui clima equatorial (*Af*,de acordo com a classificação climática de Köppen-Geiger), que tem como características temperatura média do ar elevado, com média mensal acima de 18ºC. A pluviosidade desta região é bem marcante, sendo que os meses com regime pluviométrico baixo, têm média acima de 60 mm [18].

Balbina inundou uma área de 2.360 km² de floresta tropical para gerar 112,2 MW de eletricidade, a topografia plana e a bacia hidrográfica fazem com que a geração de energia seja baixa[16]. O enchimento do reservatório iniciou-se em outubro de 1987 e, apenas em fevereiro de 1989, começou a funcionar[17].

2.2 Dados e Metodologia

Este estudo utiliza duas fontes de dados para avaliar o impacto da brisa lacustre na nebulosidade e a radiação solar local: um conjunto de dados de satélite de baixa resolução, mas de longo prazo, com um período de 40 anos, e conjunto de dados de estações manuais, com um intervalo de 60 anos. Cada um dos conjuntos de dados fornece informações que se complementam sobre os impactos das brisas lacustres na região trabalhada de ponto de vista climatológico.

O Programa Mundial de Pesquisa Climática (WCRP) desenvolveu e entregou um banco de dados do segundo satélite em grade (GridSat-B1) [24]. Os dados do GridSat-B1 possuem uma resolução espacial de grade com 0.07 graus e compreende dados mesclados de observações de satélites para cada ponto.O satélite abrange dados de três canais de bandas espectrais: infravermelho, vapor d'água, e o visível [25].

A base de dados abrange dados de nebulosidade de 1980 até 2020 com uma resolução temporal de 3 horas, o que permite um conhecimento sobre antes e depois da construção do reservatório.

Para a pesquisa feita neste trabalho, utilizou-se a temperatura de brilho

do infravermelho (TB) e a refletância do visível (R), já que ambos são canais de excelência para a análise de ocorrência de nebulosidade. A temperatura de brilho caracteriza a energia emitida pelo topo das nuvens, enquanto a refletância representa o reflexo da radiação solar dos topos das nuvens [27].

A cobertura temporal (40 anos) permite que seja feita a comparação da análise de ocorrência de nebulosidade antes (1980-1986) e depois (1987-2020) da construção do reservatório de Balbina. Os valores encontrados para a temperatura de brilho correspondem a nuvens mais rasas ou uma menor ocorrência de nebulosidade. Por outro lado, a refletância indica um aumento ou diminuição da espessura óptica da nuvem ou frequência de ocorrência da nuvem.

Os dados de variáveis meteorológicas são derivados de estações convencionais climáticas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) [26]. A base de dados estende de janeiro de 1961 até julho de 2020 e, são dados diários, o que permite um melhor aprofundamento na climatologia da região. Para esta pesquisa, utilizou-se dados de radiação solar derivados de uma estação convencional próxima a região de estudo, nas coordenadas (-3.10, -60.01), como mostra a Figura 2.

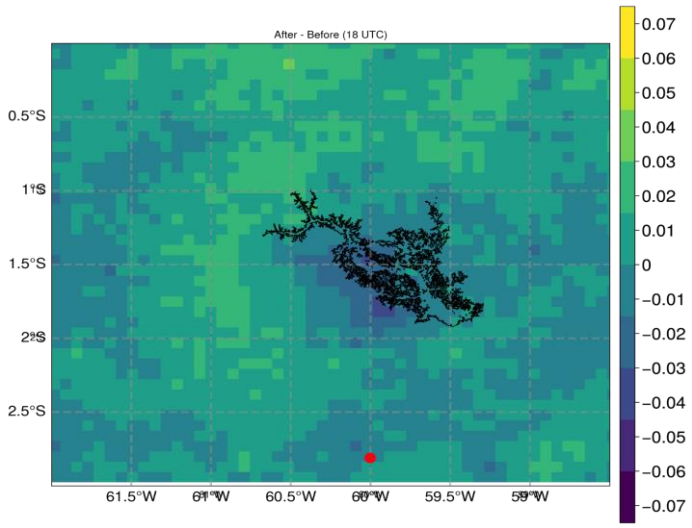


Figura 2 - Mapa espacial da diferença de presença de nebulosidade entre antes e depois da construção do reservatório de Balbina/AM sob a bacia e nas regiões vizinhas com a localização (ponto vermelho) da estação manual utilizada para o estudo

Esses dados foram divididos por 0,0864 com a finalidade de convertê-los de Mj/m² para W/m², para satisfazer o que se propõe. A base de dados de 60 anos permite fazer comparações da análise da quantidade de radiação solar média antes e depois da construção da usina hidrelétrica para cada mês e, deste modo, a variação percentual da radiação solar média mensal entre ambos os períodos.

2.3 Resultados

Em vista dos problemas na demanda energética apresentada pelo reservatório de Balbina, foi coletado dados de nebulosidade de satélite a fim de caracterizar e avaliar o padrão de cobertura do céu, para assim, estes serem representados através de mapas. Além disso, calculou-se a radiação solar média e a sua variação percentual com dados de estação manual, que estão representados por gráficos. Dessa forma, é possível mensurar as alterações meteorológicas ocorridas na região e a possibilidade de hibridização da usina.

Em primeiro momento, os dados de nebulosidade foram separados entre dados antes do reservatório (1980 a 1987) e após reservatório (1989 a 2015) e foi feita uma diferença entre a nebulosidade depois da construção do reservatório e antes, no horário das 18 UTC (15 horas, no horário de Brasília). Esse horário diz respeito a maior influência da brisa lacustre para a circulação atmosférica local.

A Figura 3 representa esta diferença, sendo que os valores variam de 0,07 (7%) até -0,07. Nota-se que os valores negativos dão a entender que os valores de nebulosidade antes da construção são maiores do que no período após a este. Com isso, é possível observar que na região central da bacia os valores predominantes são abaixo de zero, ou seja, existia uma maior quantidade de nuvens locais no período de 1980 até 1987.

Além disso, é notável que a região em torno ao reservatório, os valores, em sua maioria, são positivos. É possível compreender que a nebulosidade ao redor da região de estudo não sofreu grandes alterações como na bacia de

Balbina, sendo que a presença de nuvens ainda é marcante.

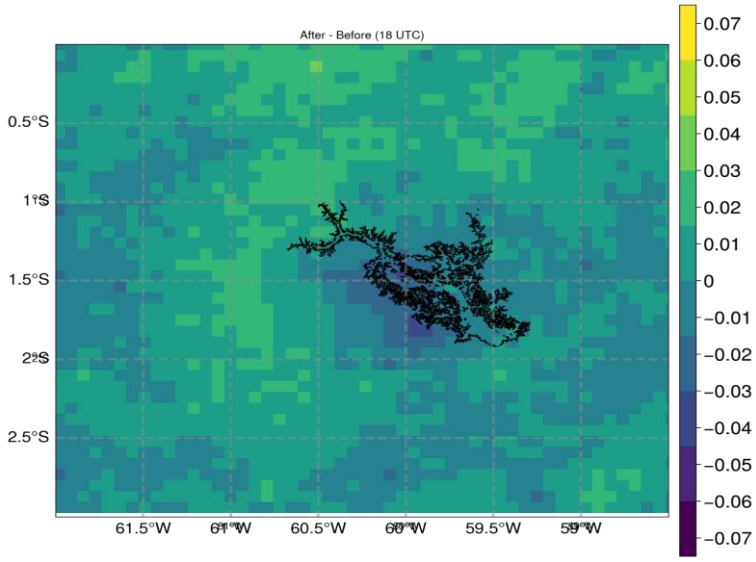


Figura 3 - Mapa espacial da diferença de presença de nebulosidade entre antes e depois da construção do reservatório de Balbina/AM sob a bacia e nas regiões vizinhas

Dessa forma, é possível notar que a presença de nebulosidade na região da bacia, em que está construído o reservatório, foi afetada devido à presença de um sistema que transporta as partículas de água sob a região para as áreas vizinhas. Sabe-se que para a formação da nuvem é preciso que uma parcela de ar quente se desprenda da superfície quente e suba, em movimento ascendente [28].

Com isso, a Figura 4 reforça os resultados antecipados em outras regiões de que a construção de um reservatório induz brisas lacustres que inibem a formação de nuvens, já que neste sistema ocorre a subsidência do ar seco das camadas altas da atmosfera para próximo à superfície, como foi afirmado por outros trabalhos [20, 9]. Existem pesquisadores que sugerem que a diferença na frequência de nebulosidade está associada à visualização do satélite, que afeta a aquisição de dados em uma base de longo prazo [21]. Porém, por se tratar de um erro sistemático, caso isto fosse determinante, no nosso caso, toda a área seria influenciada por um fator homogêneo, o que mascararia a variação observada sobre o reservatório.

Além da Figura 5, foram plotados mapas com a diferença na nebulosidade em que o mapa (a) representa os meses de verão, o (b) é a estação inverno, os mapas (c) e (d) representam os meses de outono e primavera, respectivamente. Vale ressaltar que a Figura 5 está separada por dois canais de satélites distintos, o canal infravermelho e o canal do visível.

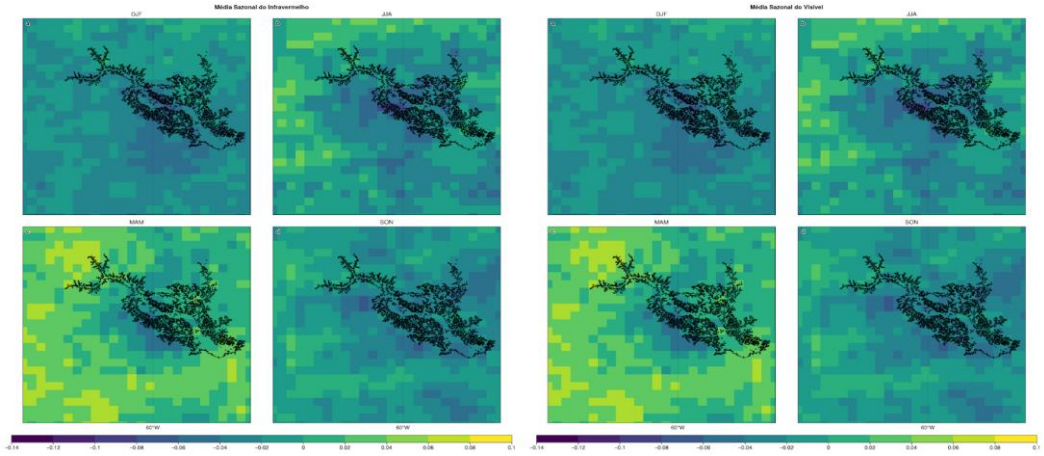


Figura 4 - Painel com mapas sazonais sobre diferença da frequência de nebulosidade antes (1980-1986) e depois (1987-2020) da construção da usina de Balbina/AM no canal visível e infravermelho, em que (a) são os meses de verão, (b) inverno, (c) outono e (d) primavera

A diferença na refletância e na temperatura de brilho faz com que seja observável que a redução de nebulosidade sobre a área da lâmina de água do reservatório excede a redução de nebulosidade sobre as áreas externas. As regiões vizinhas apresentam diferenças menores e isso pode estar associado à heterogeneidade superficial.

Outro ponto relevante é a estação que fica evidente essa diferença. Em ambos os painéis é possível notar que existe uma similaridade em seus padrões e, com isso, afirma-se que a estação que mais apresentou magnitudes discrepantes entre a região vizinha e a do reservatório foi Outono. Enquanto no verão é possível observar que tanto as regiões externas quanto da bacia as magnitudes são abaixo de zero, o que dá a entender que esta região possuía mais nuvens antes da construção do reservatório.

A fim de agregar o trabalho, foram plotados dois gráficos, em que um se

dá a média mensal de radiação na região de estudo para o período antes da construção do reservatório e para o período depois da construção do reservatório.

O segundo gráfico dá a variação em porcentagem da média mensal de radiação entre os dois períodos de estudo, dessa forma é possível evidenciar o período em que mais teve influência das consequências da construção do reservatório.

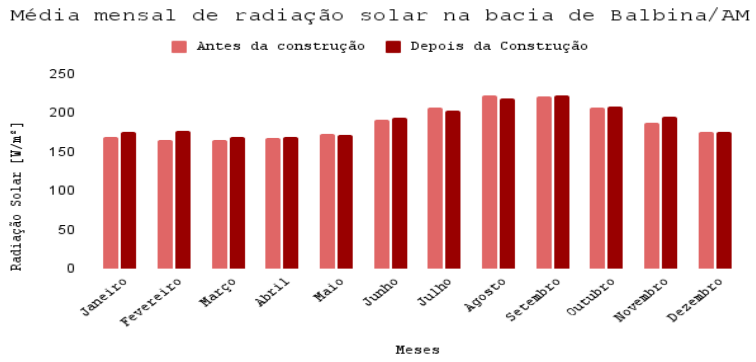


Figura 5 - Gráfico de média mensal da variável meteorológica radiação solar na bacia de Balbina, Amazonas, em relação ao período antes (1961-1986) e depois (1987-2019) da construção do reservatório

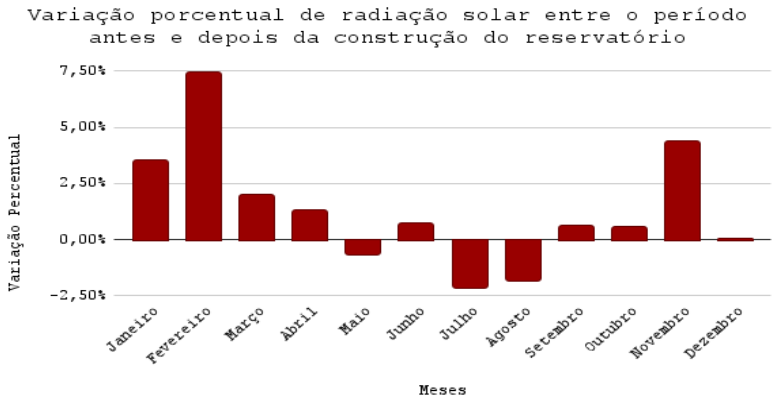


Figura 6 - Gráfico de percentual da variação da média mensal da variável meteorológica radiação solar na bacia de Balbina, Amazonas, em relação ao período antes (1961-1986) e depois (1987-2019) da construção do reservatório

A Figura 6 traz a média da radiação solar em W/m² em função dos meses, considerando o período de antes (1961-1986) e depois (1987-2019) da construção do reservatório de Balbina. Ao analisar de forma geral, é possível perceber que os meses que apresentam maiores valores de radiação solar média são agosto e setembro, em que a partir de junho ocorre um aumento e em outubro começa a decair.

Especificamente, em agosto, no final do inverno, o período antes da influência da hidrelétrica, a radiação solar apresentou maiores valores, enquanto os menores valores estavam em março, no início do outono. Para período de 1987 até 2019, notou-se que os maiores valores de radiação estavam compreendidos em setembro, durante a primavera, e em março apresentou, também, os menores valores de radiação solar média.

O mês de fevereiro é o que apresenta um maior acréscimo de antes do que depois, com um aumento de 7% na geração de energia solar em relação ao período anterior de 1987, seguido pelo mês de novembro, com aproximadamente 5% de aumento.

Além disso, os meses de maio, julho e agosto apresentam uma variação percentual negativa, já que estes meses apresentam uma radiação média maior no período de 1961 a 1986 do que no período de 1987 até 2019 como mostrado na Figura 6. Entre eles, o percentual negativo é liderado por julho (em torno de 2,5% negativo), agosto (com 1,8% negativo) e, por último, maio (aproximadamente 0,7% negativo).

Em termos de eletricidade, esses percentuais representam uma maior eficiência energética na região de estudo. Quando tratamos de uma variação de 7% maior que a radiação solar do período anterior, a porcentagem utilizada para a geração de energia para o consumo aumentará também, ou seja, o total de luz irá crescer em 7% e, consequentemente, a quantidade utilizada, que corresponde aos 16%, terá um acréscimo de mesma porcentagem [34].

Dessa forma, a ativação da usina fotovoltaica compreende os meses de novembro a fevereiro, enquanto a usina hidrelétrica funciona durante março-abril-maio, em que existe um saldo negativo de radiação média, já que para a

região central do Amazonas, esses meses apresentam uma maior abundância pluviométrica [33].

3. CONCLUSÃO

O presente relatório tem por finalidade investigar a formação de brisas lacustres e avaliar o padrão espacial de céu sem nebulosidade sobre o reservatório de Balbina, no Amazonas, para assim analisar o uso de sistemas híbrido hídrico-solar.

Em relação à nebulosidade local, foi observado que durante o outono, as regiões vizinhas apresentaram valores de nebulosidade positivos, ou seja, foi observado a presença de nuvens na região. Além disso, as estações que menos apresentaram diminuição na nebulosidade foram o outono, como dito anteriormente, e o verão.

Já ao analisar o gráfico de radiação média mensal, de forma geral, as estações com maiores índices de radiação solar, tanto antes quanto depois, foram o inverno e a primavera.

Os resultados indicam diminuição em até 7% na nebulosidade sobre o reservatório. Dessa forma, o uso de um sistema híbrido hidro-solar é eficiente nesta região do reservatório de Balbina, uma vez que os meses de estiagem, com ausência de nebulosidade, se dá nos meses em que há uma maior quantidade de radiação. Com isso, seria eficaz a alternância das usinas. A sequência deste trabalho será avaliar o impacto dessas informações para a efetiva produção de energia solar para plantas instaladas na lâmina d'água do reservatório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Zou, C.; Zhao, Q.; Zhang, G.; Xiong, B. Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era. Nat. Gas Ind. B 2016, 3, 1–11.

[2] Brazil. Brazilian Energy Balance 2015 Year 2014; Ministry of Mines and Energy/Energy Research Company: Rio de Janeiro, Brazil, 2015.

[3] BAGATINI, Marcos *et al*. Complementarity in Time between Hydro, Wind and Solar Energy Resources in the State of Rio Grande do Sul, in Southern Brazil. Energy and Power Engineering, [*S. l.*], v. 9, p. 515-526, 24 ago. 2017.

[4] ANEEL, A. N. d. E. E. SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga> . 6, 15, 21, 42.

[5] GONÇALVES, André Rodrigues. A Variabilidade Climática no Planejamento da Geração Solar e Eólica no Brasil. Orientador: Dr. Enio Bueno Pereira. 2021. 173 p. Tese (Doutorado em Ciências do Sistema Terrestre) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2021.

[6] BETT, Philip E. *et al*. The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain. Renewable Energy, Reino Unido, n. 87, p. 96-110, 3 out. 2015.

[7] Cotton, W. R. and Pielke, R. A. S.: Human Impacts on Weather and Climate, 2nd Edn., Cambridge University Press, Cambridge, 2007.

[8] IAKUNIN, Maksim *et al*. Breeze effects at a large artificial lake: summer case study. Hydrology and Earth System Sciences, 22, p. 5191 - 5210, 5 out. 2018.

[9] GONÇALVES, André R. *et al*. Enhancement of Cloudless Skies Frequency over a Large Tropical Reservoir in Brazil. Remote Sensing,12, p. 1 - 27, 27 ago. 2020.

[10] MOURA, Marcos Antonio Lima *et al*. Evidência observacional das brisas do lago de Balbina (Amazonas) e seus efeitos sobre a concentração do ozônio. ACTA AMAZÔNICA, v. 34, ed. 4, p. 605-611, 2004.

[11] Oliveira, A.P., Fitzjarrald, D.R. 1993. The Amazon river breeze and the local boundary layer: I - Observations. Boundary Layer Meteorol, 63(1-2): 141 - 162.

[12] MING, B. et al. Long-term optimal operation of hydro-solar hybrid energy systems nested with short-term energy curtailment risk. Shuili Xuebao/Journal of Hydraulic Engineering, v. 52, ed. 6, p. 712-722, junho 2021. DOI 10.13243/j.cnki.slxb.20200659. Disponível em:

<https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85110325826&origin=resultslist&sort=plf-f&src=s&st1=hydro-solar+power+AND+hybrid+system&sid=93412a1395f05fc683c8ae754389aa0e&sot=b&sdt=b&sl=50&s> . Acesso em: 21 dez. 2021.

[13] KELMAN, J. Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica. Brasília, 2001. 99 p. Disponível em: <http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf> . Acesso em: 21 dez. 2021.

[14] SILVÉRIO, Naidion Motta. Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco. 2018. 131 p. Tese (Mestre em Engenharia de Energia) - Instituto de Recursos Naturais, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1155 >. Acesso em: 22 dez. 2021.

[15] Fontes de Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia> . Acesso em:16 de jan. de 2022.

[16] FEARNSIDE, Philip M. HIDRELÉTRICA DE BALBINA: Introdução. *In*: FEARNSIDE, Philip M. Hidrelétricas na Amazônia: Impactos Ambientais e Sociais na Tomada de Decisões sobre Grandes Obras. Manaus: Editora do INPA, 2015. v. 1, p. 95 - 134. ISBN 978-85-211-0143-7. Disponível em: <https://www.academia.edu/download/38617051/Livro_Hidreletricas_V.1.pdf#page=98> . Acesso em: 17 jan. 2022.

[17] SANTOS, Geraldo Mendes *et al*. A pesca no reservatório da hidrelétrica de Balbina (Amazonas, Brasil). Acta Amazônica, Manaus, p. 145-163, 1999. DOI 10.1590/1809-43921999291163. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/aa/a/gvKx3XHB4xqBGwRLJG9cKmK/?format=pdf&lang=pt> . Acesso em: 17 jan. 2022.

[18] MARTINS, Fabrina Bolzan. Classificação Climática: Classificação climática de Köppen, Classificação climática de Thornthwaite. Itajubá, 12 nov. 2021. Transparência. Aula baseada no material de Vianello e Alves (1991); Vianello et al., (2012) e Martins et al. (2018).

[19] ATAÍDE, Kleber Renato da Paixão. PRODUTOS DE IMAGENS DE SATÉLITE. In: Produtos de Imagens de Satélite. Brasília: Instituto Nacional de Meteorologia, 2021. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/servicos/produtos-de-imagens-de-satélite> .Acesso em: 18 jan. 2022.

[20] Iakunin, M.; Salgado, R.; Potes, M. Breeze effects at a large artificial lake: Summer case study. Hydrol. Earth Syst. Sci. 2018, 22, 5191–5210, doi:10.5194/hess-22-5191-2018.

[21] Evan, A.T.; Heidinger, A.K.; Vimont, D.J. Arguments against a physical long-term trend in global ISCCP cloud amounts. Geophys. Res. Lett. 2007, 34, L04701, doi:10.1029/2006GL028083.

[22] COSTA, Gilvan da Silva. INTERAÇÕES ENTRE PEIXES E PLANTAS EM ÁREAS ALAGÁVEIS AMAZÔNICAS ANTROPIZADAS. Orientador: : Dra. Maria Teresa Fernandez Piedade. 2020. 74 p. Dissertação (Pós-graduação em Biologia de Água Doce e Pesca Interior) - Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia, Manaus, 2020. Disponível em: <https://repositorio.inpa.gov.br/bitstream/1/37738/1/Dissertação%20-%20Badpi%202020%20-%20Gilvan%20Costa.pdf> . Acesso em: 18 jan. 2022.

[23] SCHMUNK, Robert. ISCCP Overview. *In*: SCHMUNK, Robert. ISCCP. Estados Unidos: NASA, 2017. Disponível em: <https://isccp.giss.nasa.gov/describe/overview.html> . Acesso em: 18 jan. 2022.

[24] KNAPP , Kenneth R. Scientific data stewardship of International Satellite Cloud Climatology Project B1 global geostationary observations. Journal of Applied Remote Sensing, Estados Unidos, v. 2, p. 1-21, 19 nov. 2008. Disponível em: <https://isccp.giss.nasa.gov/products/JARS-ISCCP-B1.pdf> . Acesso em: 18

jan. 2022.

[25] NOAA. NCEI. Geostationary IR Channel Brightness Temperature - GridSat B1: GridSat-B1. In: NOAA. NCEI. Geostationary IR Channel Brightness Temperature - GridSat B1. Estados Unidos: National Oceanic and Atmospheric Administration. Disponível em: <https://www.ncdc.noaa.gov/gridsat/gridsat-index.php> . Acesso em: 19 jan. 2022.

[26] XAVIER, Alexandre C. *et al*. Daily Gridded Meteorological variables in Brazil. International Journal of Climatology, Nova Jersey, EUA, ano 36, p. 2644-2659, 8 out. 2015. DOI 10.1002/joc.4518. Disponível em: <https://rmets.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/joc.4518> . Acesso em: 19 jan. 2022.

[27] MATTOS, Enrique Vieira. CAT010 - CAP04 - Instrumentos_2021. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2021. Transparência.

[28] SANTOS, Ariane F. *et al*. Estabilidade Atmosférica e Desenvolvimento de Nuvens. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2013. 58 p.

[29] TEIXEIRA, Raul Fritz Bechtel. O fenômeno da brisa e a sua relação com a chuva sobre fortaleza-CE. Revista Brasileira de Meteorologia, São Paulo, v. 23, n. 3, p. 282-291, Janeiro 2008.

[30] FREITAS, Ramon M. FUNDAMENTOS DE METEOROLOGIA APLICADA A ENERGIA EÓLICA: Introdução e meteorologia Básica. São Luís: MAEE, Fevereiro 2021. Transparência. Aula de meteorologia aplicada à energia eólica.

[31] VERAS, Rafael. Exploração da Complementaridade Solar, Eólica e de Maré no Uso Eficiente de Contratos de Acessibilidade da Rede por Usinas Híbridas. Orientador: Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez. 2022. 71 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2022.

[32] Passo a passo da Fabricação de Painéis solares. Disponível em:

<https://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-painelsolar.html> . Acesso em 03 de março de 2022.

[33] QUADRO, Mário F. L. *et al*. Climanálise: Boletim. In: CLIMATOLOGIA DE PRECIPITAÇÃO E TEMPERATURA. São José dos Campos, 2010. Disponível em: <http://climanalise.cptec.inpe.br/~rclimanl/boletim/cliesp10a/chuesp.html> .Acesso em: 4 mar. 2022.

[34] Tudo sobre a Eficiência do Painel Solar. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tudo-sobre-a-eficiencia-do-painel-solar.html> . Acesso em: 4 mar. 2022.

ECONOMIA DE ENERGIA E MELHORIAS NA PRODUÇÃO: A SIMBIOSE ENTRE CERÂMICA VERMELHA E SIDERURGIA

Julia Santos[1]; Maurício Henriques[1]

[1]*Instituto Nacional de Tecnologia – INT*

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo analisar a simbiose entre a siderurgia, mais precisamente de um dos resíduos gerados pela atividade, a lama de alto forno (LAF), e a indústria de cerâmica vermelha. Foi investigado o volume de tais resíduos que teriam potencial técnico-econômico para aproveitamento na produção de blocos cerâmicos, e contabilizados os ganhos econômicos para as empresas cerâmicas. Na avaliação realizada, foram construídos mapas georreferenciados, com cálculo de raio máximo, com o objetivo de determinar quais polos entrariam neste processo de troca intersetorial. Para definir as quantidades a serem utilizadas nas cerâmicas foram definidas misturas de argila e resíduos em proporções adequadas na fabricação de blocos cerâmicos sem que afetassem negativamente suas caraterísticas e qualidade final dos produtos. Conclui-se que por possuir carga orgânica, resíduo siderúrgico LAF, quando aproveitado nos polos próximos às cerâmicas, incrementa o balanço energético de queima do processo cerâmico, e gera uma economia de energia de quase 100 mil tep por ano no setor, além de outras vantagens para o produto final das empresas.

Palavras-chave: simbiose, economia de energia, cerâmica vermelha, lama de alto forno.

ABSTRACT

The present work aims to analyze the symbiosis between the steel industry, more precisely one of the waste generated by the activity, the blast furnace sludge (BFS), and the red ceramic industry. The volume of such residues that would have technical-economic potential for use in the production of ceramic blocks was

investigated, and the economic gains for ceramic companies were accounted for. In the evaluation carried out, georeferenced maps were constructed, with maximum radius calculation, in order to determine which ceramic producing clusters would participate this intersectoral exchange process. In order to define the quantities to be used in the ceramics, mixtures of clay and residues were defined in adequate proportions in the manufacture of ceramic blocks without affecting their characteristics and he final quality negatively. It is concluded that because it has an organic load, the blast furnace sludge, when used in the ceramic clusters close to the steel companies, increases the energy balance of the ceramic process, and generates energy savings of almost 100 thousand toe per year in the sector, in addition to other advantages for the final product of the companies.

Keywords: symbiosis, energy saving, red ceramic, blast furnace sludge.

1. INTRODUÇÃO

O modelo macroeconômico da atualidade é moldado em princípios lineares, isto quer dizer que o acúmulo de capital é obtido através da lógica de extração, consumo e descarte. Este padrão produtivo vem sendo questionado em larga escala, desde que se comprovou cientificamente que o planeta não é capaz de abastecer a humanidade com o padrão de consumo que vem se estabelecendo desde a 1ª Revolução Industrial, e em especial após a II Guerra Mundial (MEADOWS et al, 1973).

Diversas correntes de pensamento vêm pautando as organizações públicas e privadas, que tentam se reinventar diante dos empecilhos ao crescimento econômico, e como resposta preventiva aos problemas de linearidade da produção, surge o conceito de economia circular (CNI, 2019).

A recuperação de recursos tratada na presente pesquisa foca a troca de resíduos entre empresas de dois segmentos distintos, uma aplicação do conceito de simbiose industrial, originado na vertente da ecologia industrial e que influencia diretamente a concepção de economia circular, sendo uma de suas ferramentas. A simbiose industrial é a relação entre duas ou mais empresas

quando estão, por exemplo, abastecendo umas às outras com insumos. Dois setores da indústria têm potencial para esta simbiose - o setor de cerâmica vermelha (produtos estruturais) e o setor siderúrgico.

O setor de cerâmica vermelha é atrativo para esta finalidade dada sua alta produção no país, sua dispersão ao longo de todo o território e elevado potencial para absorver alguns resíduos, especialmente aqueles com carga orgânica. Este setor pode usufruir de ganhos importantes, tais como a melhoria da qualidade dos produtos finais, economia de matéria prima e de energia.

No setor siderúrgico, diversos passivos são produzidos e em grande escala. Dentre estes, o presente estudo selecionou a lama de alto forno (LAF), devido à sua carga orgânica, estabilidade, disponibilidade, e em função da utilização experimental prévia em algumas empresas e por alguns experimentos científicos (DONDI et al, 1997).

Esta simbiose potencial, para o setor siderúrgico, proporcionaria uma destinação socioambiental adequada para o passivo, e para o setor de cerâmica vermelha oferece a vantagem de proporcionar maior produtividade e economias, pois a carga orgânica presente no resíduo, misturada à massa numa proporção adequada, ajuda no processo de sinterização, levando a diminuição no uso de insumos energéticos necessários para esta etapa, afora a melhoria da qualidade dos produtos finais.

Buscando compreender se essa dinâmica é materialmente interessante e viável para os setores envolvidos, o estudo se debruça sobre os processos fabris dos setores indicados, levanta seus dados de produção e suas localidades nos estados brasileiros, define tecnicamente os teores de LAF admissíveis de aproveitamento nas cerâmicas, e determina as quantidades de resíduos a serem recuperadas e empregadas de acordo com a viabilidade econômica de transporte, obedecendo distâncias máximas econômicas para transporte do material. Portanto, é realizada uma avaliação do potencial dos polos cerâmicos absorverem determinadas quantidades de resíduos das empresas siderúrgicas.

2. A PRODUÇÃO DE CERÂMICA VERMELHA NO BRASIL

As indústrias de cerâmica vermelha no Brasil envolvem a produção de elementos estruturais, de vedação e de acabamento para a construção civil, como telhas, blocos, tubos, lajotas e pisos, com uma produção mensal média de 3,5 bilhões de peças pelo país. Geram um faturamento de R$ 18 bilhões/ano e conta com a participação de aproximadamente 7.000 empresas que empregam diretamente cerca 293 mil pessoas e ainda outros 1,25 milhões de empregos indiretos, constituindo um dos maiores parques de produção de cerâmica vermelha no mundo (ANICER, 2021).

A produção de cerâmica vermelha estrutural no Brasil funciona basicamente com dois insumos, argila e lenha ou outras biomassas, que são os *inputs* energéticos. O processo fabril compreende as seguintes fases: extração da argila, preparação e mistura, conformação, secagem e queima. O resíduo seria adicionado na etapa de preparo da massa e, por possuir carga orgânica, cederia calor para as peças cerâmicas na etapa de queima.

3. SETOR SIDERÚRGICO

O setor siderúrgico caracteriza-se pela presença de grandes empresas que operam as diversas fases do processo produtivo. Apresenta expressiva importância no cenário econômico brasileiro, com vasta cadeia produtiva dos segmentos ligados à metalurgia, usinagem e produção de manufaturados metálicos, sendo a base de outras atividades relevantes para o país, como a indústria automobilística, construção civil e bens de capital (MME, 2020).

O Brasil apresenta um parque produtor de aço com cerca de 30 usinas que somam uma capacidade instalada de 50,4 milhões de toneladas de aço bruto por ano (IAB, 2016). O faturamento da siderurgia no Brasil em 2019 girou em torno dos 25 bilhões de dólares, com investimentos no setor de aproximadamente um bilhão de dólares naquele ano. O saldo comercial brasileiro do setor siderúrgico, em 2019, apresentou superávit de US$ 4,8 bilhões, com exportações totalizando cerca de US$ 7,3 bilhões e importações US$ 2,5 bilhões (MME, 2020).

O aço é uma liga metálica constituída por ferro e carbono. Devido à sua ductibilidade, pode ser facilmente deformado por forja, laminação ou extrusão (UFSC, 2016). É produzido basicamente a partir de minério de ferro, carvão e cal, e sua fabricação pode ser dividida em seis etapas básicas: extração/mineração (minério de ferro), preparação da carga, redução em alto-forno, refino em aciaria, lingotamento e laminação.

Na etapa de redução em alto-fornos, os gases produzidos arrastam grande quantidade de material particulado, que são recolhidos em sistema de limpeza, processo importante para evitar o entupimento das tubulações e poluição atmosférica. Neste processo estes gases exaustos passam por filtragens, onde são gerados resíduos, tais como o denominado lama de alto forno (LAF) (MOTHÉ, 2008).

4. METODOLOGIA

O estudo foi iniciado com a coleta de dados gerais de produção de aço e seus resíduos, e da produção de blocos cerâmicos, bem como da localização das usinas siderúrgicas e dos principais polos produtores de blocos de cerâmica vermelha nos estados brasileiros. O objetivo foi o de verificar a capacidade de absorção dos resíduos siderúrgicos pelo setor cerâmico em função da viabilidade econômica baseada nas distâncias existentes entre as empresas siderúrgicas geradoras e os polos cerâmicos eventualmente absorvedores.

Definidos os polos siderúrgicos e os de cerâmica, fez-se necessário levantar respectivamente as quantidades de lama de alto forno (LAF) e de blocos cerâmicos, definindo-se a real dimensão da “simbiose” entre esses dois segmentos. Para tanto foi necessário buscar definir, com base na literatura, quanto de LAF seria possível inserir na massa cerâmica sem prejuízo às características do produto final cerâmico.

Segundo Cândido (2018), a adição segura de LAF é de até 3% m/m à massa de argilas. De acordo com Dias (2011), este tipo de resíduo não altera significativamente a trabalhabilidade/plasticidade da argila, porém com uma concentração de 10% a argila fica muito próxima de atingir uma extrusão

aceitável. Este estudo conclui ainda que para os corpos queimados a 1.050˚C a sinterização é mais eficiente, porém o efeito da incorporação do resíduo em concentração maior que 2,5% causa uma redução da resistência mecânica continuamente. Dessa forma, o presente estudo adota um patamar de adição mais conservador, de 2,5% de incremento de LAF. A partir deste percentual foi possível calcular as quantidades possíveis de absorção pelo setor de cerâmica vermelha.

O passo seguinte foi a definição dos polos cerâmicos que se enquadrariam em um raio máximo econômico em relação às localizações das siderúrgicas. Estes polos se situam de forma dispersa em vários estados, e alguns em distâncias inviáveis para um aproveitamento econômico.

Para estabelecer as distâncias máximas viáveis economicamente (Figura 1), portanto, partiu-se do valor comercializado para a “carrada de argila” (26 toneladas) e custo R$ 1.360. Utilizando-se o website www.rotasbrasil.com.br, que em sua calculadora online fornece preços para as rotas comerciais baseadas nas tabelas da ANTT atualizadas, tomou-se um caminhão de granel líquido tipo *isotank*, com capacidade para 25 toneladas, com motorista incluso, e foi obtido um raio máximo de 350 km de distância, ao custo de R$ 1.000. Portanto, essa quantidade de resíduos (25 t) atenderia uma produção de 1.000 toneladas (975 toneladas de argila e 25 toneladas de LAF), obedecendo a mescla de 2,5% de adição citada. Considerando que uma empresa produza em média mil toneladas de produtos por mês, essa mesma carrada pode atender a diferentes localidades ao longo de seu trajeto.

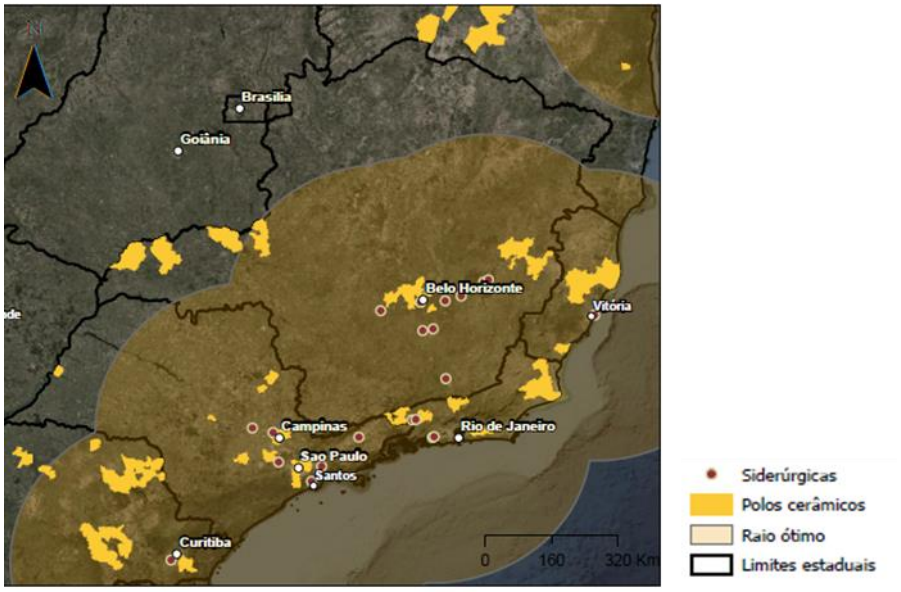


Figura 1 – Exemplo dos mapas construídos por região com raio máximo de 350km

5. SIMBIOSE SIDERURGIA E CERÂMICA VERMELHA – RESULTADOS

A avaliação da "oferta/disponibilidade" de LAF e a capacidade de absorção pelas cerâmicas foi conduzida numa abordagem por regiões, em cada estado e, no caso das cerâmicas, por polos produtores situados num raio econômico de transporte do LAF, conforme definido anteriormente, de 350 km.

5.1 Confronto Entre os Resultados

Utilizando-se a lama de alto forno produzida no país, realizando-se um recorte nos polos cerâmicos passíveis de receber os resíduos nos estados produtores de aço, levantada a produção de blocos e, submetidos ao percentual de adição de LAF em 2,5%m/m, obtém-se a capacidade de absorção deste resíduo pelo setor ceramista (Figura 2). Observa-se a partir da Figura 2 que em São Paulo, Rio Grande do Sul e Pernambuco é possível zerar a destinação a estoques passivos de LAF, tendo o setor cerâmico, nesses estados, o potencial para abarcar ainda outros tipos de resíduos de outros setores. No estado do Pará os polos ficaram fora do raio máximo e, portanto, inviáveis economicamente.

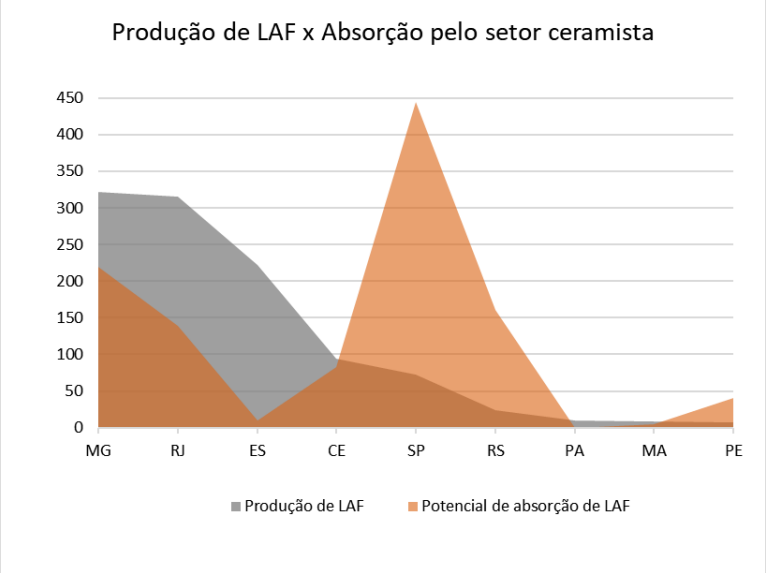


Figura 2 – Balanço entre a produção de Lama de Alto Forno (LAF) e a capacidade de absorção deste resíduo pelo setor ceramista
Fonte: Adaptado de IAB, 2018; IAB, 2019; EELA, 2017.

5.2 Economizando com a Inserção de Resíduos

A lama de alto forno, além de economizar matéria prima, possui alto teor de carbono, entre 30 e 40% (MOTHÉ, 2008), que significa que ao ser incorporada na massa age como estoque de combustível interno em cada peça cerâmica, fornecendo calor ao processo de cozimento. Assim, a queima das peças é mais uniforme e economiza combustível da fornalha. Ainda segundo Mothé (2008) ocorre maior uniformidade da temperatura nos fornos, redução do tempo de queima em cerca de 40%, o que gera uma possibilidade para aumento da produção.

Considerando os poderes caloríficos da lama de alto forno (LAF) e da lenha, e um consumo específico típico para a produção de blocos de 1,0 m st lenha/milheiro, obtém-se uma “economia de energia”, na forma de lenha, de cerca de 13% ou 1,16 milhões de estéreos por ano (97 mil tep/ano). Este montante representa aproximadamente R$ 93 milhões por ano no setor cerâmico (Tabela 2), considerando-se o valor do estéreo comercializado a R$ 80,00 e a manutenção dos atuais níveis de produção (Tabela 1). Na verdade, esta

"economia" se dá pela mera substituição do calor fornecido pela lenha pela energia equivalente contida no LAF.

Tabela 1 – Economia anual de combustível através do fornecimento de calor pela lama de alto forno

Estado	Lama de alto forno utilizada no cenário (t)	Calor fornecido por LAF (Gcal)	Calor equivalente em lenha (estéreos)	Economia (R$)
MG	217.000	460.257	461.897	36.951.739
RJ	127.000	269.367	270.327	21.626.133
ES	9.000	19.089	19.157	1.532.561
CE	81.000	171.801	172.413	13.793.045
SP	72.000	152.712	153.256	12.260.485
RS	24.000	50.904	51.085	4.086.828
MA	10.000	21.210	21.286	1.702.845
PE	8.000	16.968	17.028	1.362.276
Total	548.000	1.162.308	1.166.449	93.315.911

Parâmetros utilizados: poder calorífico da lama de alto forno: 2.121 kcal/kg; poder calorífico da lenha: 3.650 kcal/kg; peso médio da lenha: 279kg/st.

Fonte: Adaptado de CÃNDIDO, 2018, EELA, 2017.

No entanto, o ganho energético pode ser ainda superior, segundo o estudo realizado sobre a adição de turfa em mistura na massa cerâmica para a produção de blocos, de acordo com o INT (1997). Neste trabalho foi identificada uma economia superior ao *input* energético equivalente da turfa, devido a uma melhor sinterização das peças e redução do tempo de queima. Neste trabalho foi obtida uma redução de peças defeituosas de 18,5%. Se esta premissa puder ser comprovada experimentalmente (em campo) e for aqui adotada, a economia equivalente atingiria cerca de R$1,5 bilhão por ano.

Por fim, outra fonte de economia seria a economia da própria argila. Com a adição de 2,5% m/m do resíduo de estudo, evita-se a compra ou a exploração das próprias jazidas em cerca de 548 mil toneladas anuais. Considerando o preço da argila em torno de R$ 52,00/t (INT, 2021), tem-se uma economia anual da ordem de R$ 28 milhões. É importante salientar nesse tópico que este

montante pode ser convertido para o transporte dos resíduos para as empresas cerâmicas. Não estão descontadas as despesas e custos com adaptações nas cerâmicas, instalações, compras de maquinário, contratações, e eventuais pagamentos às empresas siderúrgicas e transporte.

6. CONCLUSÕES

O emprego da lama de alto forno no processo de fabricação de blocos fornece calor para a etapa de sinterização, economizando em combustível e pode ainda trazer economia nos gastos com argila ou fornecer insumos para o aumento de produção, reduzindo a pressão nas jazidas. Portanto é uma alternativa a ser apresentada como plano de ação para cumprimento da Política Nacional de Resíduos Sólidos (BRASIL, 2010), no que tange o “promover o aproveitamento de resíduos sólidos, direcionando-os para a sua cadeia produtiva ou para outras cadeias produtivas”.

Considerando a economia de lenha, o calor fornecido pela lama de alto forno leva à redução do consumo de mais de um milhão de estéreos de lenha ou mais de 97 mil tep anuais, podendo evitar-se gastos de até R$ 93 milhões por ano no setor ceramista. Além disso, a redução de perdas devido à uma cocção mais homogênea de blocos cerâmicos pode evitar gastos da ordem de R$1,5 bilhão anuais e uma redução no tempo de cozimento em até 40%.

Adiciona-se à esta economia, a redução da utilização de argila, evitando-se um gasto da ordem de R$ 28 milhões anuais, se os gastos com transporte não forem realizados pelos próprios ceramistas.

Somando-se a estes benefícios, este modelo de escoamento dos estoques passivos obedece às premissas do novo paradigma circular, uma vez que a oportunidade de crescimento não está vinculada à maior extração de matéria-prima; o que é passivo para uma empresa é ativo para outra; há uma extensão do ciclo de vida de um dos componentes que antes era visto como resíduo e o possível incremento em pontos diferenciados da cadeia de valor.

É preciso considerar quem arcará com os custos em adaptações na infraestrutura da cerâmica, pois existe um gasto. Portanto, faz-se necessário que

sejam preços praticáveis e que o poder público participe nesta implantação. Para estimá-los, um estudo de viabilidade técnica e econômica se mostra importante de modo a estabelecer a relação custo x benefício proporcionada por esta adição de resíduos, e quais os impactos ambientais evitados e sua escala.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANICER. Contribuições do Setor de Cerâmica Vermelha, 2017.

BRASIL. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei no 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências.

CÂNDIDO, R. S. Aproveitamento energético de resíduo da indústria siderúrgica em processos de produção de blocos cerâmicos no Estado do Rio de Janeiro. XI CBPE. Cuiabá/MT. 2018.

CNI. Pesquisa sobre economia circular. Consulta empresarial. Ano 1, nº 1, 2019.

DIAS, C. C. M. Reciclagem de lama de alto forno em cerâmica vermelha. Tese (Doutorado em Engenharia e Ciência dos Materiais) – Universidade Federal Estadual do Norte Fluminense. Campos dos Goytacazes/RJ. 158p. 2011.

DONDI, M. MARSIGLI, M. FABBRI, B. Recycling of industrial and urban wastes in brick production: a review. Tile and Brick International, v. 13, n. 4, 1997.

EELA Brasil. Cerâmica Vermelha: Projeto EELA no Brasil. Programa de Eficiencia Energética en Ladrilleras. Henriques Jr., M. F. e Rodrigues, J.A. P. (orgs.) Instituto Nacional de Tecnologia, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. 2017.

IAB. A Siderurgia em números. Instituto Aço Brasil. 2019.

IAB. Relatório de Sustentabilidade. Instituto Aço Brasil. 2018.

INT. Eficiência energética nos arranjos produtivos locais (APL) do setor de cerâmica vermelha na região do Seridó dos estados do Rio Grande do Norte e

da Paraíba: Linha de Base 2020. Instituto Nacional de Tecnologia, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Rio de Janeiro. 2021. No prelo.

INT. Estudo de sistema para utilização energética de resíduo industrial misturado à massa cerâmica na fabricação de tijolos vermelhos. Relatório Técnico. Rio de Janeiro, 1997.

MEADOWS, D. et. al. Limites do crescimento: um relatório para o Projeto do Clube de Roma sobre o dilema da humanidade. São Paulo: Perspectiva, 1973.

MOTHÉ, A. V. Utilização da lama de alto forno em Cerâmica Vermelha. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Ciências dos Materiais) – Centro de Ciência e Tecnologia, UENF, Campos dos Goytacazes.

MME. Anuário Estatístico do Setor Metalúrgico, 2020. Ministério de Minas e Energia.

UFSC. Análise de Ciclo de Vida do Aço. 2016.

EFEITOS DO SOMBREAMENTO PARCIAL CAUSADO PELA SUJIDADE DEPOSITADA SOBRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Renan de Oliveira Alves Takeuchi[1]; Nicole Polityto Cremasco[1]; Jair Urbanetz Junior[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

A energia gerada por módulos fotovoltaicos (FV) é diretamente influenciada pela irradiância solar absorvida, assim como outros fatores ambientais, principalmente a temperatura e a sujidade, que são os fatores externos que mais prejudicam o desempenho dos módulos FV. Este trabalho faz uma avaliação dos efeitos do sombreamento parcial causado pela sujidade depositada naturalmente sobre módulos FV de Telureto de Cádmio instalados na cidade de Curitiba, Paraná. A análise foi iniciada com uma limpeza dos módulos e aproximadamente seis meses depois foram traçadas curvas de corrente versus tensão (I-V) e capturadas imagens termográficas. Além disso, foi realizada a avaliação físico-química da sujidade depositada através da Microscopia Eletrônica de Varredura e Espectroscopia de Energia Dispersiva. Sendo observado uma diminuição da potência gerada e uma elevação da temperatura devido a sujidade. Com relação a amostra de sujidade coletada, a morfologia apresentou partículas com diversidade de formas e tamanhos, e na análise química identificou-se a presença dos elementos carbono, oxigênio, silício, ferro, bário, alumínio, enxofre, potássio, cálcio, titânio, magnésio, cobre, sódio, cloro e manganês. Além disso, foram identificados mecanismos de sujidade que aumentam a adesão à superfície.

Palavras-chave: Sombreamento; Sujidade; Módulos Fotovoltaico; Degradação.

ABSTRACT

The energy generated by photovoltaic (PV) modules is directly influenced by the absorbed solar irradiance and other environmental factors, especially temperature and soiling, which are the external factors that most affect the

performance of PV modules. This work evaluates the effects of partial shading caused by soiling naturally deposited on Cadmium Telluride PV modules installed in the city of Curitiba, Paraná. The analysis started with a cleaning of the modules, and approximately six months later, current versus voltage (I-V) curves was drawn, and thermographic images were captured. In addition, a physical-chemical evaluation of the deposited soiling was carried out through Scanning Electron Microscopy and Energy Dispersive Spectroscopy. A decrease in the generated power and a temperature rise due to dirt were observed. Regarding the collected soiling sample, the morphology showed particles with a diversity of shapes and sizes. The chemical analysis identified the presence of the elements carbon, oxygen, silicon, iron, barium, aluminum, sulfur, potassium, calcium, titanium, magnesium, copper, sodium, chlorine, and manganese. In addition, fouling mechanisms that increase surface adhesion have been identified.
Keywords: Shading; soiling; Photovoltaic Modules; Degradation.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica é uma das fontes alternativas que mais cresce no Brasil e no mundo (ANEEL, 2022a; 2022b) (REN21, 2021). Os altos níveis de irradiação solar em grande parte do território nacional tem sido um fator importante para a implantação de grandes usinas, assim como no crescimento exponencial das unidades consumidoras com Geração Distribuída. Acompanhado dessa expansão do setor fotovoltaico, apesar de muitos ainda negligenciarem, o ambiente acadêmico e parte do mercado têm se preocupado com os impactos dos fatores ambientais sobre os módulos fotovoltaicos. A sujidade é o terceiro fator ambiental que mais afeta o desempenho do módulo fotovoltaico, após a irradiação solar e a temperatura (Micheli *et al.*, 2018).

A sujidade é um termo empregado ao material particulado sólido com diâmetros menores que 500 µm encontrado na superfície dos módulos fotovoltaicos ou suspensos na atmosfera (Ho *et al.*, 2017). Segundo Yilbas *et al*. (2015) e Ilse et al. (2018), a interação com a água pode mudar a composição química das partículas, promovendo processos que aumentam a adesão das

partículas à superfície. Além de atenuar a capacidade de geração de energia elétrica, o acúmulo de sujidade na superfície do módulo FV pode comprometer a suportabilidade dielétrica da superfície isolante. Tal situação pode propiciar a formação de uma camada constituída por substâncias que ao ser umidificada completamente ou parcialmente, por névoa, chuva fina ou nevoeiro, se torne uma solução condutora (Mello *et al.*, 2002) (Mello, 2017). Por isso, o conhecimento a respeito das características físico-química da sujidade é importante pois as consequências causadas pela sujidade em módulos fotovoltaicos não dependem apenas da quantidade acumulada, mas também da sua composição físico-química (Saidan *et al.*, 2016).

O presente trabalho tem como objetivo identificar os efeitos do sombreamento parcial causado pela sujidade depositada naturalmente sobre módulos FV de Telureto de Cádmio instalados no sul do Brasil. Segundo a classificação climática de Köppen, a cidade de Curitiba está localizada em clima oceânico - Cfb (Aparecido *et al.*, 2016). São apresentados neste estudo os resultados obtidos na comparação de módulos limpo e sujo, através da análise do comportamento da geração de energia, comportamento térmico e análise morfológica e elementar da sujidade coletada. Através desse estudo espera-se entender os impactos do sombreamento causado pela sujidade e reforçar a importância da limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos.

2. METODOLOGIA

Esta seção realiza a descrição dos materiais e métodos utilizados para a condução deste estudo a respeito da avaliação dos efeitos do sombreamento parcial causado pela sujidade depositada naturalmente sobre os módulos de CdTe instalados na cidade de Curitiba.

2.1 Sistema Analisado

A Estação de Pesquisa em Energia Solar - Curitiba (EPESOL-CT), está instalada na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) campus Neoville, situado em uma região afastada do centro, no bairro Cidade Industrial

de Curitiba. Instalada nas condições ideais, com inclinação igual à latitude, 25º e com orientação voltada ao norte, ou seja, com desvio azimutal de 0º. A EPESOL-CT é composta por quatro subsistemas, com quatro tecnologias fotovoltaicas: filmes finos de Telureto de Cádmio (CdTe) e Disseleneto de Cobre Gálio e Índio (CIGS), Silício Policristalino (p-Si) e Silício Monocristalino PERC (m-Si PERC). O subsistema analisado neste estudo é formado por 18 módulos de CdTe.

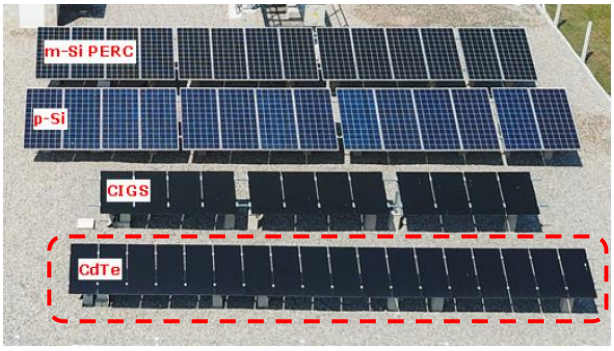


Figura 1 – Planta analisada EPESOL-CT

Para iniciar o período de análise, os módulos foram limpos e aproximadamente seis meses depois foram traçadas as curvas de corrente versus tensão (*I-V*) e capturadas imagens termográficas dos módulos sujos. Posteriormente, os módulos foram limpos para que neles não houvesse a influência do sombreamento, então os ensaios foram realizados novamente, foram traçadas novas curvas de corrente versus tensão e novas imagens termográficas foram capturadas.

2.2 Curva de corrente versus tensão

Para o levantamento das curvas I-V do sistema analisado foi utilizado o traçador de curva modelo HT I-V500W. Este equipamento realiza medições de corrente e tensão independentemente, através do método de quatro cabos, que através da variação de uma carga capacitiva, diversos valores instantâneos de tensão e corrente são adquiridos. Este equipamento mede as curvas nas

condições reais de funcionamento (OPC-*Operating Conditions*) e converte para as condições padrões de teste (STC-*Standard Test Conditions*) através do método 2 da normativa de referência IEC/EN60891. O procedimento foi desenvolvido em dia criteriosamente selecionado, em período do dia que apresentavam alta irradiância, com céu completamente ensolarado e, principalmente, sem a presença de nuvens, para que assim se excluísse o risco das medições sofrerem interferência do fenômeno de borda de nuvem.

2.3 Termografia

Para a obtenção das imagens de infravermelho (IR) dos módulos analisados foi utilizado a câmera termográfica modelo FLIR E75, seguindo as recomendações de capturar as imagens IR em irradiância solar superior a 600 W/m², em condições ambientais constantes (sem nuvens, velocidade do vento baixa, temperatura ambiente estável). O procedimento é realizado com o sistema em funcionamento, onde a câmera termográfica é posicionada na frente do módulo, de forma que não gere sombreamento e evite problemas como reflexos, a fim de obter a temperatura real do módulo.

2.4 Avaliação físico-química da sujidade

É realizada através de uma análise qualitativa da sujidade coletada na superfície do módulo sujo por meio de porta amostra do microscópio eletrônico de varredura, denominado *stub*. Após a metalização, a amostra é submetida a técnica de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) para realizar as observações físicas e a técnica de Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS) para identificar a composição química. A microscopia e espetroscopia foram realizadas em um microscópio eletrônico de varredura da marca Zeiss, modelo EVO MA 15. Este equipamento funciona com feixe de elétrons focalizado, que analisa a superfície da amostra e gera diferentes tipos de sinais que podem oferecer informações sobre a morfologia e a composição química da amostra.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As metodologias de avaliação foram executadas no dia 22 de novembro de 2021, seis meses após a primeira etapa da análise, a limpeza dos módulos. Durante a análise visual dos módulos inspecionados foi observado uma cobertura material particulado na superfície do módulo e um acúmulo na extremidade inferior devido a autolimpeza, conforme mostrado na Figura 2.

Figura 2 – Sujidade do módulo analisado

As metodologias foram realizadas em período do dia que apresentava alta irradiância, ou seja, próximo ao meio-dia, com céu completamente ensolarado e, principalmente, sem a presença de nuvens, para que assim se excluíssem os riscos de as medições sofrerem interferência do fenômeno de borda de nuvem ou a interferência por sombreamento ou reflexão. Para a coleta de dados foram selecionados aleatoriamente dois módulos FV, identificados nesse estudo como módulo limpo e sujo.

Foram levantadas as curvas características dos módulos FV individualmente. Na Tabela 1 são apresentados os dados obtidos através do levantamento das curvas I-V dos módulos analisados. A análise da redução da potência gerada pelos módulos foi realizada comparando os resultados coletados dos limpo e sujo.

Tabela 1 – Resultados das curvas I-V dos módulos investigados

Módulo	Cond.	Pmax [W] [+10% / -5%]	Voc [V]	Vmppt [V]	Imppt [A]	Isc [A]	Irrad. [W/m²]	Temp. módulo [ºC]	FF [%]	Pot. reduzida [%]	Diferença de potência entre módulos [%]
limpo	OPC	75,41	53,15	41,24	1,83	2,12	1083	60	67	-9,66	-3,64
	STC	76,79	57,41	45,86	1,67	1,94	1000	25	69		
sujo	OPC	71,93	52,78	40,60	1,77	2,06	1078	60	66	-13,31	
	STC	73,69	57,07	45,19	1,63	1,89	1000	25	68		

A termografia foi utilizada empregando o conceito de geração de calor localizado devido ao efeito de aquecimento Joule. Houve uma dificuldade na aquisição das imagens devido a reflexão do sol na superfície dos módulos, mas ao processar as imagens no software FLIR Tools 6.4® foi possível ajustar o *range* de temperatura, escolher a melhor paleta de cores e selecionar pontos de medição.

A imagem infravermelha dos módulos analisados é mostrada na Figura 3. Foi identificado um comportamento térmico não uniforme no módulo sujo devido a pontos quentes no módulo sujo causados por excrementos de pássaros ou pelo acúmulo de partícula. Apesar dessa não uniformidade, foi observada uma diferença de temperatura 2,4°C entre os módulos sujo e limpo, com temperaturas médias de 49,3°C e 46,9°C, respectivamente.

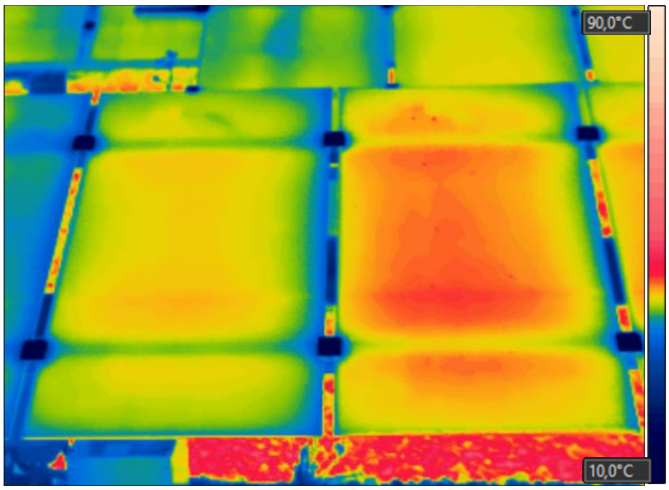


Figura 3 – Termografia dos módulos analisados

A maior parte do período estudado foi referente a um momento de estiagem e, apesar de ter sido registrada uma precipitação acumulada de 553,2 mm, houve um acúmulo de sujidade significativo, possivelmente relacionado ao local de instalação da planta, referente a uma região urbanizada e próxima ao distrito industrial de Curitiba.

O resultado da análise morfológica via microscopia é mostrado no micrográfico na Figura 4, onde a interação entre os elétrons e as amostras resulta em regiões mais claras do micrográfico, que indicam a presença de partículas eletricamente carregadas, enquanto as regiões escuras indicam a presença da fita de carbono, ou seja, a ausência de partículas. A morfologia da amostra de sujidade coletada apresentou partículas com diversidade de formas e tamanhos, variando de 1 a 58 µm. Além disso, foram identificados mecanismos de sujidade que aumentam a adesão à superfície como a cimentação e a aglomeração de partículas provocados pela presença de umidade.

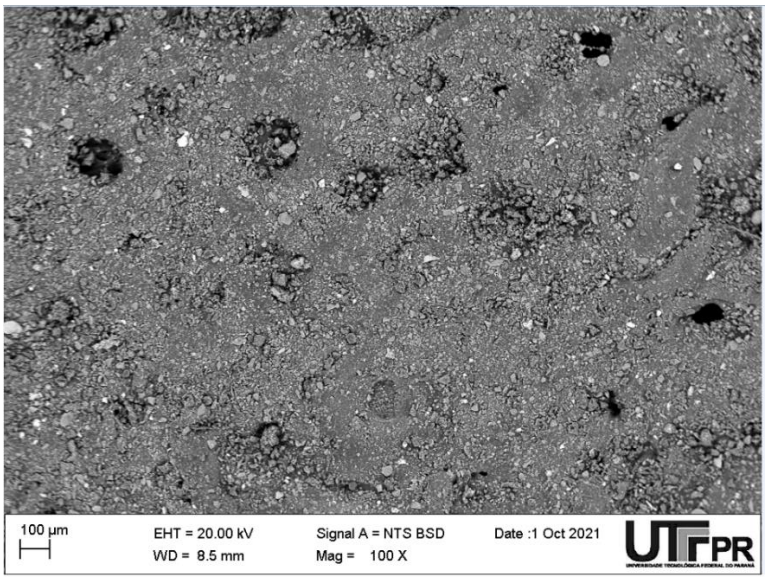


Figura 4 – Micrográfico do material particulado coletado do módulo FV

A análise elementar da sujidade coletada do módulo analisado é mostrada na Figura 5. Os resultados mostram que o carbono constituiu o maior conteúdo da composição da amostra, com percentual de 34,3%, porém a

presença de C pode ser menor do que foi indicado nos resultados, devido presença da fita de carbono nos espaços vazios das amostras. Sendo mais adequado afirmar que o oxigênio é o elemento dominante da composição das amostras, seguido pelo silício, ferro, bário, alumínio, enxofre, potássio, cálcio, titânio, magnésio, cobre, sódio, cloro e manganês. Alguns destes elementos encontrados na amostra são típicos da ressuspensão do solo, também pode estar associada a atividade industrial da região e pela circulação de veículos.

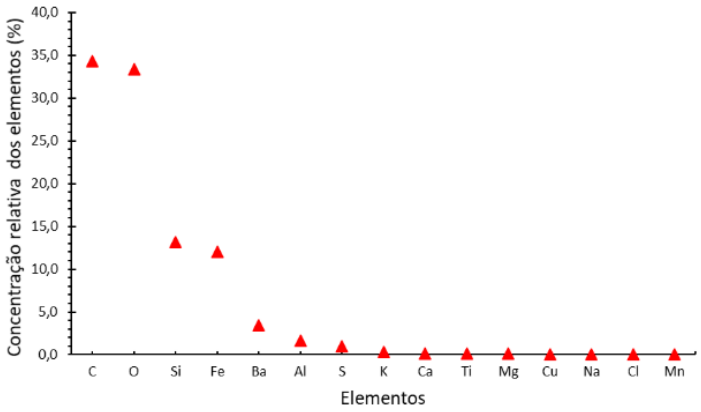


Figura 5 – Análise elementar da amostra obtida do espectro EDS

4. CONCLUSÃO

Com a expansão do setor fotovoltaico é importante entender os impactos dos fatores ambientais nos módulos fotovoltaicos, em busca do encaminhamento de medidas mais assertivas voltadas ao setor fotovoltaico como reforçar a importância limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos. Por isso, este artigo apresenta uma avaliação do comportamento da curva de corrente versus tensão, do comportamento térmico e da composição físico-química da sujidade acumulado nos módulos fotovoltaicos. A fim de identificar os efeitos do sombreamento parcial causado pela sujidade depositada naturalmente sobre módulos fotovoltaicos de Telureto de Cádmio instalados na cidade de Curitiba, Paraná.

Foi concluído que a sujidade associada com a elevação da temperatura do módulo de 2,4°C, contribuíram para redução de 3,64% da conversão da irradiância solar em energia elétrica. A análise elementar mostrou que a fonte da sujidade é influenciada por o local de instalação, pelas condições climáticas e as atividades humanas ao seu redor. No caso analisado, é oriunda da ressuspensão do solo, atividade industrial e do tráfego de veículos. Além disso, a análise morfológica e elementar revelou a influência da sujidade na adesão das partículas na superfície do módulo fotovoltaico o que impacta no sombreamento e dificulta a limpeza. Portanto, conclui-se que a sujidade atenuou a irradiância solar ao absorver ou refletir a luz solar, e a elevação da temperatura prejudicou o desempenho do módulo fotovoltaico devido ao coeficiente de temperatura. Além disso, a sujidade pode também contribuir para a degradação do módulo fotovoltaico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica. Geração Distribuída Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Geração Distribuída por Fonte. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 09 maio 2022a.

ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica. Capacidade de Geração do Brasil. Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 09 maio 2022b.

APARECIDO, L. E. D. O., ROLIM, G. D. S., RICHETTI, J., SOUZA, P. S. D., JOHANN, J. A. Köppen, Thornthwaite and Camargo climate classifications for climatic zoning in the State of Paraná, Brazil. Ciência e Agrotecnologia, 40, pp. 405-417, 2016.

HO, C. K., CHRISTIAN, J. M., ROMANO, D., YELLOWHAIR, J., SIEGEL, N., SAVOLDI, L., ZANINO, R. Characterization of particle flow in a free-falling solar

particle receiver. Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME, v.139, p.1-9, 2017.

ILSE, K. K., FIGGIS, B. W., NAUMANN, V., HAGENDORF, C., BAGDAHN, J. Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [s. l.], v. 98, n. january pp. 239-254, 2018.

MELLO, D. R. de. Dimensionamento de isoladores sob condições de poluição. Curso de isoladores. Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 115 p, 2017.

MELLO, D. R. de; COSTA, R. T. D. Jr.; BATISTA, J. T.; MELO, M. E. Avaliação do Grau de poluição em instalações de transmissão, subestações e distribuição. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – Citenel, 5 p, 2002.

MICHELI, L., DECEGLIE, M. G., MULLER, M., Predicting photovoltaic soiling losses using environmental parameters: An update. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 27, n. 3, pp. 210-219, 2018.

SAIDAN, M., ALBAALI, A. G., ALASIS, E., KALDELLIS, J. K. Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment. Renewable Energy, [s. l.], v. 92, pp. 499-505, 2016.

REN21. Renewables 2021 Global Status Report. París, FR: [s.n.]. ISBN 978-3-948393-03-8, 2021.

YILBAS, B. S., ALI, H., KHALED, M. M., AL-AQEELI, N., ABU-DHEIR, N., VARANASI, K. K. Influence of dust and mud on the optical, chemical, and mechanical properties of a PV protective glass. Scientific Reports, 5(1), pp. 1–12, 2015.

EFEITOS ESPERADOS DECORRENTES DO AUMENTO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO TERMONUCLEAR NO BRASIL

Gabriel Luiz Ribeiro Junqueira[1]; Marcos Vinicius Pimentel Teixeira[2]; Paulo César Pellanda[2]; Francisco José Arteiro de Oliveira[3]

[1]Exército Brasileiro, Instituto Militar de Engenharia[2], Furnas Centrais Elétricas S.A. [3]

RESUMO

Este trabalho tem como finalidade apresentar e discutir a importância da energia termonuclear para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e para a indústria nuclear do Brasil. Inicialmente, são apresentadas as vantagens de uma ampliação da geração termonuclear na matriz elétrica nacional, citando algumas características técnicas sobre as fontes despacháveis e não despacháveis. Ademais, verifica-se como o investimento no setor nuclear poderia contribuir para maior confiabilidade, segurança e economicidade do SIN, além do ciclo virtuoso que se iniciaria na indústria nuclear nacional. Casos internacionais de crescente inserção de fontes renováveis intermitentes na rede elétrica são focos de discussão. A sustentabilidade e a segurança operativa das termonucleares são, também, objetos de análise. Finalmente, são enfatizados os resultados de um estudo de caso do SIN, no qual é determinado o valor do Custo Marginal da Operação (CMO), considerando a entrada em operação de Angra III e a inserção de novas usinas nucleares no sistema.

Palavras-chave: Energia Nuclear, Usina Termonuclear, Geração Nuclear, Segurança Energética, Programa Nuclear Brasileiro.

ABSTRACT

This work aims to present and discuss the importance of thermonuclear energy for the Brazilian National Interconnected System (SIN) and for the nuclear industry in Brazil. Initially, the advantages of an expansion of thermonuclear generation in the Brazilian electricity matrix is presented, citing some technical characteristics about dispatchable and non-dispatchable sources. In addition, it

is verified how investment in the nuclear sector could contribute to greater reliability, safety and economy of the SIN, besides the virtuous cycle that would begin in the national nuclear industry. International cases of increasing insertion of intermittent renewable sources in the electricity grid are the focus of discussion. The sustainability and operational safety of thermonuclear plants are also analyzed. Finally, the results of a case study of the SIN are emphasized, in which the value of the Marginal Cost of Operation (CMO) is determined considering the entry into the operation of Angra III and the insertion of new nuclear plants in the system.

Keywords: Nuclear Energy, Thermonuclear Plant, Nuclear Generation, Energy Security, Brazilian Nuclear Program.

1. INTRODUÇÃO

Grandes nações buscam novas formas de geração elétrica, com o objetivo de uma maior diversificação das matrizes energética e elétrica. Fato esse que se mostra de amplo valor estratégico para que tais países se fortaleçam como *players* relevantes no âmbito mundial. Assim sendo, na última década, o Brasil reforçou suas ações a fim de expandir e diversificar sua matriz elétrica. Isso pode ser exemplificado com o crescente incentivo às energias alternativas. Porém, tais iniciativas são suficientes, visto que a geração intermitente não contribui para a segurança eletroenergética do sistema, ou seja, não propicia inércia física a ele (TOLMASQUIM, 2016, p.297).

É nesse cenário que se apresenta a energia termonuclear como alternativa suplementar. Trata-se de uma fonte energética segura, com matéria prima abundante em território nacional, não poluente e econômica, mas, infelizmente, ainda pouco debatida em âmbito nacional. Outrossim, um fato relevante a ser lembrado é que o Brasil pertence a um seleto grupo de quatro países, juntamente com EUA, China e Rússia, que possuem reservas de urânio em quantidade expressiva e tecnologia para, em todos os níveis, realizar o o seu enriquecimento. Segundo a ANEEL, “com cerca de 30% do território prospectado, o Brasil possui atualmente a sexta maior reserva de urânio do

mundo. As reservas nacionais são estimadas em 309.200 toneladas" (ANEEL, 2005, p. 141) e (HISTÓRIA, 2021).

Atualmente, a termonuclear é a quarta fonte de geração de energia elétrica mais empregada no mundo, ficando atrás do carvão, do gás natural e das hidrelétricas. Uma característica crucial dessas usinas é sua eficiência na compensação da sazonalidade das fontes renováveis (ALQUÉRES; GUIMARÃES, 2016).

No estudo de caso apresentado neste trabalho, foi analisada a entrada em operação de Angra III e a inserção de quatro novas usinas nucleares no SIN e seu impacto no Custo Marginal da Operação (CMO). Tal estudo, realizado em 2017, usou o *software NEWAVE*, do CEPEL.

2. AS VANTAGENS DAS TERMONUCLEARES

Os benefícios nas áreas de sustentabilidade, segurança e estabilidade técnica que podem advir desse tipo de geração são abordados mais a frente. Cabe salientar que, caso o Brasil decida pelo investimento em usinas termonucleares, três grandes vantagens se apresentam para o país.

A primeira é concernente à qualidade da energia elétrica, visto que a geração de eletricidade será proveniente de uma fonte convencional, a qual apresenta características despacháveis, por usar máquinas síncronas. Ou seja, tal fonte age como uma auxiliadora na estabilidade da rede em face de distúrbios e desbalanços carga/geração, além de elevar a previsibilidade de geração por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS). Concomitantemente, propiciaria uma ampliação no limite de inserção de fontes não despacháveis ao SIN.

A segunda grande vantagem é relativa à questão econômica. Esta se explica devido ao fato de que um avanço na exploração das reservas de urânio conceberia oportunidade singular para a ascensão da indústria de exploração mineral no país.

A terceira e mais importante vantagem se refere à questão de soberania nacional. A implantação de novas usinas nucleares, bem como a retomada da construção de Angra III, são fatores cruciais para a manutenção e a evolução do

parque industrial nuclear brasileiro. Essa capacitação tecnológica necessita, constantemente, de investimentos e precisa ser encarada como uma questão de Estado e não de governo. Um impacto positivo certamente seria de evitar a obsolescência industrial no setor.

Esses benefícios se expandiriam, diretamente, não apenas para o setor energético do Brasil, mas também para a Indústria Nacional de Defesa, o Agronegócio e a Medicina. De forma indireta, tal ciclo virtuoso beneficiaria como um todo a sociedade, gerando empregos, modernizando a indústria ou fomentando a economia nacional.

2.1 O Problema das Matrizes Elétricas com Grande Representatividade de Fontes Intermitentes – Casos Internacionais

A questão sobre a necessidade de estabilidade na operação da rede elétrica é um debate atual e um desafio para o setor elétrico de todas as regiões, ainda mais com a crescente inserção das fontes chamada intermitentes. Em março de 2021, por exemplo, o *U.S. Senate Committee on Enegy and Natural Resources* (Comitê de Energia e Recursos Natural dos Estados Unidos) debateu, entre diversos temas, a necessidade de se expandir algumas fontes energéticas, a fim de obter mais energia barata, competitiva, sustentável e confiável.

O escritor Michael Shellenberger deixa claro, em um artigo ao *US Senate*, os desafios do setor com as projeções crescentes de entrada das energias intermitentes no sistema elétrico daquele país.

> Muitos especialistas veem nas recentes previsões uma transição inevitável do carvão e das usinas nucleares, projetadas para funcionar como capacidade de **geração de base**, em direção a fontes de **energia renováveis variáveis** com reserva de gás natural *just-in-time*. O preço dos painéis solares e das turbinas eólicas diminuiu, respectivamente, em 75% e 25%, desde 2011. A *U.S. Energy Information Administration* – EIA (Administração de Informação de Energia dos EUA) estima que, em 2050, as energias renováveis serão uma fonte de geração elétrica maior do que o gás natural nos Estados Unidos. Ao mesmo tempo, a

> EIA projeta que a eletricidade renovável aumentará de 28% para 50% da geração global (SHELLENBERGER, 2021, p. 02, tradução nossa).

O escritor enfatiza que reguladores de alguns estados americanos vêm administrando esse crescente nível de complexidade da rede. Além disso, ele faz referência às termonucleares como as fontes estando *"among the most reliable components of America's power grids"* (SHELLENBERGER, 2021, p. 02). Ele também questiona se mudanças na diversificação da matriz, com mais fontes intermitentes, é o melhor caminho para garantir a confiabilidade do sistema. Finalmente, o escritor relembra exemplos europeus, como é o caso da Alemanha e da França. Tais nações são desenvolvidas, com economias não muito diferentes e próximas geograficamente.

A França possui 56 reatores em operação e uma potência instalada de 61.370 MW. Mesmo com uma matriz pouco diversificada, a França consegue ter uma das tarifas elétricas mais baixas da Europa. Isso graças aos benefícios da energia nuclear que representam cerca de 70% de sua matriz elétrica (NUCLEAR POWER IN FRANCE, 2021).

Na contramão dos franceses, a Alemanha adotou, no início do século XXI, políticas voltadas para uma inserção acentuada de fontes não despacháveis em sua matriz elétrica. Como resultado, os alemães tiveram o preço de sua energia elétrica dobrada e uma emissão de CO2 aproximadamente 10 vezes maior, comparado com a dos franceses (SHELLENBERGER, 2021, p. 02).

O governo alemão aumentou seu parque de geração com eólicas e fotovoltaicas para 83,8 GW em 2015. Tais tipos de geração eram responsáveis por 6,2 GW em 2000. Durante o mesmo período, a Alemanha foi responsável por 1/3 de todo acúmulo de energia renovável da União Europeia (PFLUGMANN, 2019, p. 2).

Entre 2010 e 2021, a Alemanha reduziu sua geração termonuclear em 80%, estando, atualmente, com 3 reatores em funcionamento. Sendo que, ainda em 2022, tais reatores estão previstos para serem desativados (NUCLEAR POWER IN GERMANY, 2021).

Evidentemente, todas essas mudanças na rede acarretaram transtornos não só aos operadores do sistema elétrico, mas também à população, principalmente no aspecto financeiro. Em 2019, os preços da energia elétrica na Alemanha estavam 45% maiores que a média europeia. Parte dos valores é decorrente de impostos mais elevados, de forma a custear a expansão e as intervenções que venham a ocorrer nas redes, como serviços ancilares (PFLUGMANN, 2019, p. 6).

Além disso, a segurança energética alemã é um dos pontos mais cruciais da questão. “A perda de capacidade de geração (elétrica) também tem outro efeito: a Alemanha quase certamente passará de exportadora líquida de eletricidade a importadora, especialmente após 2023” conclui o artigo de Fridolin Pflugmann (PFLUGMANN, 2019, p. 4, tradução nossa).

2.2 Sobre a Segurança na Operação de uma Usina Nuclear

Toda tecnologia carrega um nível de risco e cabe aos seus usuários fomentarem processos a fim de dirimir tais riscos. No âmbito das termonucleares, isso ocorre de forma preponderante, sendo uma das áreas que mais se preocupa com a segurança. O aperfeiçoamento constante no ramo é uma preocupação de nível internacional. Há agências, como a AIEA (*International Atomic Energy Agency*) e acordos, com o Tratado de Não-Proliferação, que impactam de forma crucial na produção e comercialização nuclear.

O apoio da AIEA em todas as etapas do processo de geração nuclear é um dos fatores que garantem a segurança da fonte nuclear. Segundo essa agência, a geração elétrica, em termonucleares, tem o menor número de mortes por TWh produzido (ELECTRICITY, 2021), conforme dados da Tabela 1.

Tabela 1 – Taxa de mortalidade por fonte elétrica

Tipo de Fonte	Mortes/TWh	Participação na Matriz Elétrica Mundial em 2018
Carvão	244	38%
Óleo	52	2,9%
Biomassa	50	1,9%

Gás Natural	20	23%
Hidrelétrica	1	16,2%
Eólica	0,15	4,8%
Fotovoltaica	0,10	2,1%
Nuclear	0,04	10,1%

2.3 Sobre a Sustentabilidade das Termonucleares

Sabe-se que a geração termonuclear é uma fonte despachável, possui características inerciais que ajudam na estabilidade do sistema elétrico. Além disso, no caso brasileiro, há abundância de matéria-prima e há tecnologia disponível para se realizar o enriquecimento do urânio. Mas, em relação ao meio ambiente, há benefícios ambientais reais no uso de usinas nucleares?

A resposta é, naturalmente, positiva. As usinas termonucleares apresentam baixíssima emissão de gases de efeito estufa (GEE), mesmo sendo encaixadas como fontes não-renováveis (DE AZEVEDO, 2018), conforme mostram os dados comparativos da Tabela 2.

Tabela 2 – Emissão de CO_2 por fonte térmica

Fontes Térmicas	Emissão g CO2 eq / KWh
Biomassa	230
Óleo	733
Carvão	820
Gás Natural	490
Nuclear	12

Somando-se a isso, os parques nucleares de geração elétrica costumam ocupar áreas muito inferiores aos demais tipos de fontes (Tabela 3). Uma área menor na instalação de uma usina elétrica é importante, visto que o bioma do local será menos alterado e, assim, o meio ambiente permanecerá mais preservado (EIA/RIMA, 2006).

Tabela 3 – Área necessária para a implantação de uma Usina

Áreas necessárias para a implantação de usinas com 1.000 MW de capacidade		
Tipo de Usina	**Área necessária (ha)**	**Obs.**
Biomassa	400.000	
Hidrelétrica	25.000	
Eólica	10.000	em local com muito vento
Solar-fotovoltaica	5.000	em local com muita radiação
Óleo	100	inclui estocagem
Carvão	100	inclui estocagem
Gás Natural	50	
Nuclear	50	

Referindo-se à quantidade de energia gerada, pode-se verificar na Tabela 4 (EIA/RIMA, 2006) que o rendimento da usina termonuclear é muito superior às demais usinas térmicas.

Tabela 4 – Produção Energética por Combustível

Quantidade e tipo de combustível	**Produção Energética (kWh)**
1 kg de urânio natural – Reator FBR	3.000.000
1 kg de urânio natural – Reator PWR	60.000
1 m³ de gás natural	6
1 kg de óleo	4
1 kg de carvão	3
1 kg de madeira	2

Adiciona-se a esse fato o excelente fator de disponibilidade das usinas nucleares em aproximadamente 90%. Segundo dados da *World Association of Nuclear Operators* (WANO), as usinas Angra I e II estão entre as melhores do mundo em termos de disponibilidade e confiabilidade (POSICIONAMENTO..., 2018). Um exemplo disso ocorreu em 2017, quando Angra II contou com 97,5% de fator de disponibilidade (ANGRA 2 É..., 2018). Tal fato reduz a inconstância e os custos oscilatórios de operação geridos por parte do ONS.

Focando um pouco na questão do uso sustentável da matéria-prima das usinas termonucleares, o urânio pode passar por um processo de reciclagem. Diversos países já possuem políticas públicas que fomentam o reprocessamento do combustível nuclear. Novas tecnologias, como a quarta geração de reatores poderão, além de reduzir o resíduo radioativo, elevar a segurança e maximizar a eficiência energética e dar um salto na questão da reciclagem, uma vez que a reutilização dos grandes estoques de urânio empobrecido se tornaria viável. Um exemplo é a França, com cerca de 17% de sua eletricidade proveniente de combustível nuclear reciclado (NUCLEAR POWER IN FRANCE, 2021).

2.4 Vantagem Econômica da Inserção de Termonucleares – Estudo de Caso

No tema analisado, cabe destaque ao estudo de caso realizado pelo Sr. Thales Targueta de Azevedo, que, utilizando o programa *NEWAVE*, do ONS, simulou diversos cenários nos subsistemas nacionais e inseriu Angra III e mais quatro usinas termonucleares, de capacidade de 1000MW cada, no SEB.

Resumidamente, o estudo realizado considerou, em cada mês, 2 mil cenários de Energias Naturais Afluentes (ENA) para cada submercado, fornecendo um CMO médio. O intervalo temporal estudado foi de janeiro de 2014 a dezembro de 2018, totalizando 60 meses (DE AZEVEDO, 2018).

Além disso, faz se necessário destacar que se considerou ANGRA III com uma capacidade de 1.400 MW e as quatro usinas, de 1.000 MW cada, foram instaladas no subsistema Nordeste. Nos Gráficos 1 a 4, verificam-se as curvas de CMO médio para os quatro submercados no horizonte de 60 meses, iniciando em 2014.

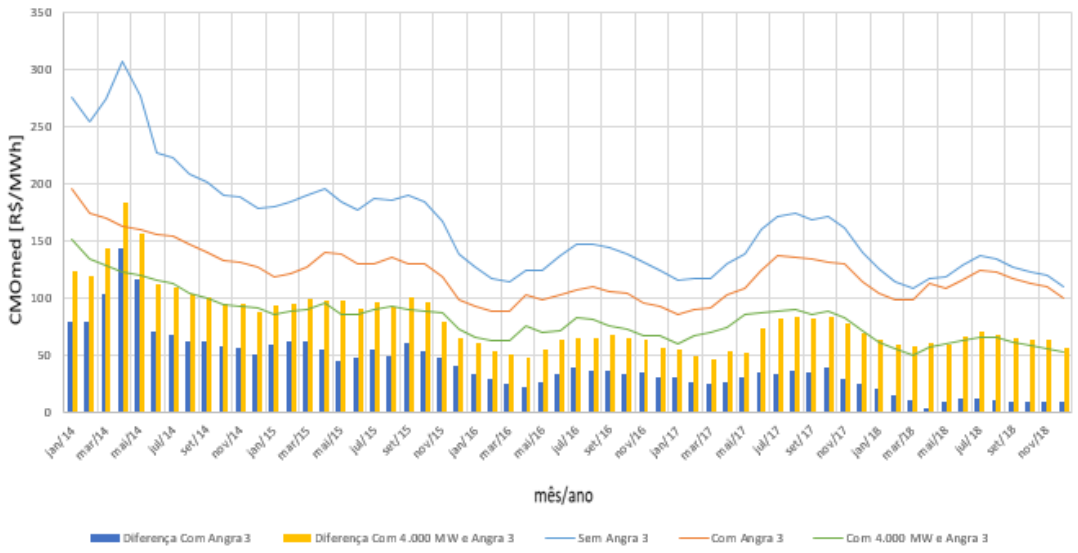


Gráfico 1 – CMO médio para a Região Sul

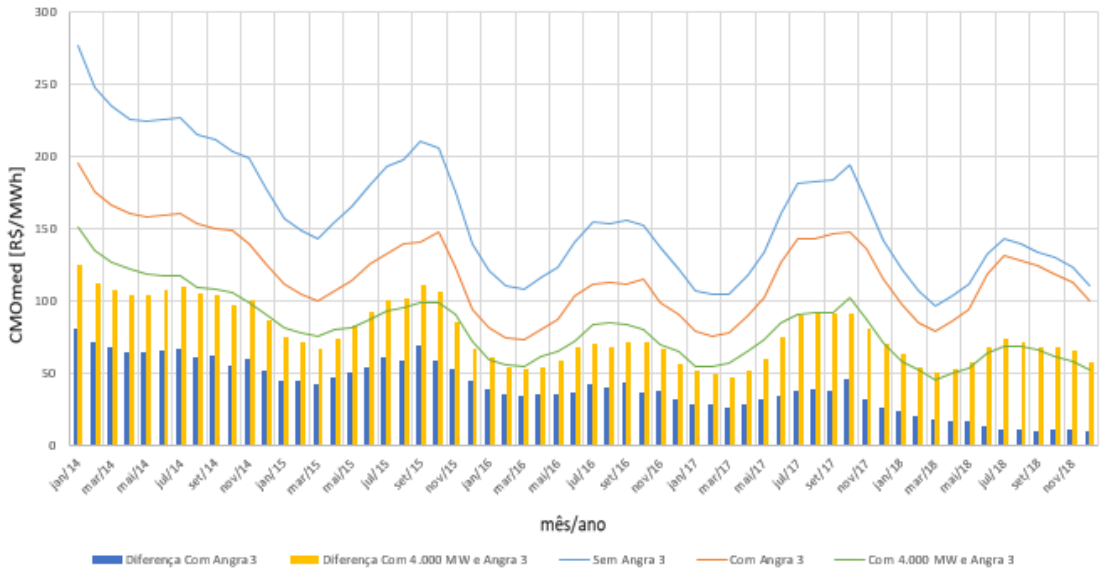


Gráfico 2 – CMO médio para a Região Sudeste e Centro-Oeste

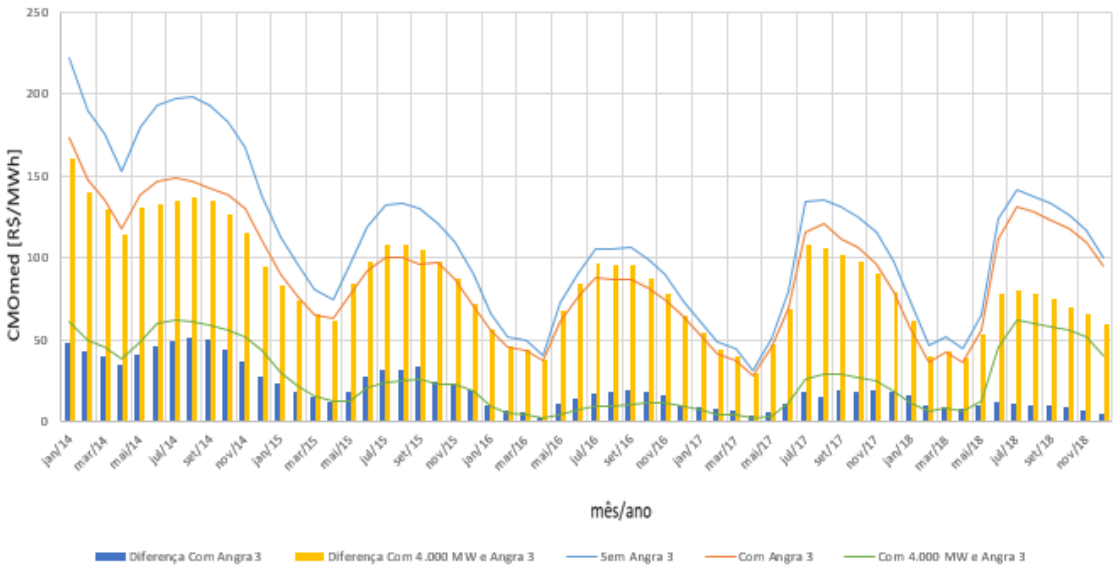


Gráfico 3 – CMO médio para a Região Norte

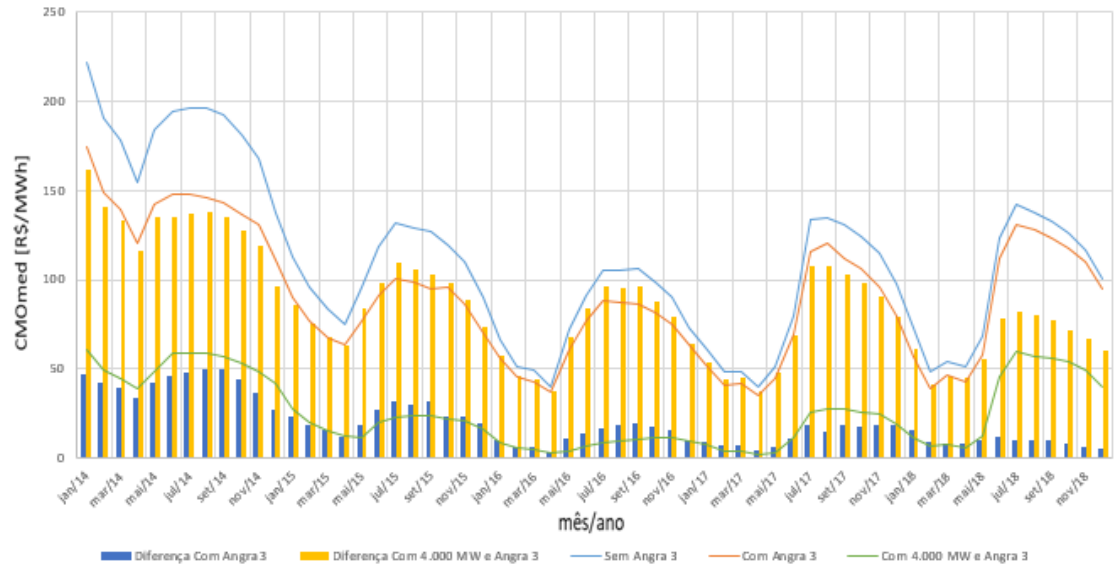


Gráfico 4 – CMO médio para a Região Nordeste

Como se pode verificar, a inserção de Angra III ao SIN reduz o CMO médio, porém ainda de forma pouco expressiva. Tal situação se altera quando verificamos as quatro usinas instaladas no subsistema Nordeste. Nessa mesma região, assim como no subsistema Norte, verificamos uma considerável redução do CMO médio.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desde a primeira implantação de uma usina comercial de energia nuclear, em 1956, a geração termonuclear só cresce. Até setembro de 2021, havia 443 reatores em atividades, espalhados por 32 países, gerando 10% da energia elétrica global. Há ainda 57 reatores em construção (UNEP, 2016; WORLD NUCLEAR..., 2021).

Atualmente, no Brasil, há políticas de estado que projetam uma ampliação da geração nuclear. O Plano Nacional de Energia 2050 projeta uma ampliação de geração nuclear entre 8 e 10 gigawatts (GW). Segundo o antigo Ministro de Minas e Energia, Sr. Bento Albuquerque, o CNPE decidiu, em 2021, pela elaboração de estudos a fim de novos sítios para instalação de futuras centrais nucleares (DO BRASIL, 2021).

Na curva de carga atual, em torno de 78 mil MW, a geração nuclear geralmente fica em 2 mil MW ou 2,5%. Com um incremento de 8 GW dessa fonte, a curva de carga nuclear ficaria em 10 mil MW, o que representaria 12,5% da curva de carga nacional. Isso representaria um avanço importante não somente para a manutenção da estabilidade da rede por parte do ONS, como também para a economicidade tarifária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALQUÉRES, José Luiz; GUIMARÃES, Leonam dos Santos. Energia Nuclear. Caderno FGV, Rio de Janeiro, v. 3, n. 6, abr. 2016. Disponível em: < https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/pdf_fgv-energia_web.pdf >. Acesso em: 15 AGO. 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil. ANEEL. 2 ed. Brasília, Brasil. 2005. 243p.

ANGRA 2 É A 9ª USINA NUCLEAR DE MAIOR GERAÇÃO DO MUNDO, AFIRMA AIEA. Canal Energia. 22 maio 2018. Disponível em: < https://www.canalenergia.com.br/noticias/53062078/angra-2-e-a-9a-usina-nuclear-de-maior-geracao-do-mundo-afirma-aiea >. Acesso em: 15 set. 2021.

DE AZEVEDO, Thales Targueta. Panorama Atual e Perspectivas Futuras para as Termonucleares no Brasil e no Mundo. 2018. 110 f. Projeto Final de Curso (Centro Federal de Educação Tecnológica – CEFET/RJ) – Departamento de Educação Superior do CEFET/RJ, Rio de Janeiro, 2018.

EIA/RIMA. Relatório de Impacto Ambiental Relatório de Impacto Ambiental – RIMA da Unidade 3 da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto. 2006. Disponível em: < http://memoria.cnen.gov.br/Doc/pdf/cronologia/RIMA_2006_angraIII.pdf >. Acesso em: 28 ago. 2021.

ELECTRICITY. IEA – International Energy Agency. 2018. Disponível em: < https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity >. Acesso em: 28 ago. 2021.

HISTÓRIA. Indústrias Nucleares do Brasil. 2021. Disponível em: < https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Angra-1.aspx >. Acesso em: 27 jul. 2021.

NUCLEAR POWER IN FRANCE. World Nuclear Association. 2021. Disponível em: < https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx >. Acesso em: 25 jul. 2021.

NUCLEAR POWER IN GERMANY. World Nuclear Association. 2021. Disponível em: < https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx >. Acesso em: 25 jul. 2021.

PFLUGMANN, Fridolin et al. Germany's energy transition at a crossroads. 2019.

Disponível em: < https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/germanys-energy-transition-at-a-crossroads >. Acesso em: 25 jul. 2021.

POSICIONAMENTO DA ELETRONUCLEAR SOBRE MATÉRIA DE O ESTADO DE S. PAULO. Eletronuclear. 11 dez. 2018. Disponível em: < http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Paginas/Posicionamento-da-Eletronuclear-sobre-mat%C3%A9ria-de-O-Estado-de-S.-Paulo.aspx >. Acesso em: 15 set. 2021.

SHELLENBERGER, Michael. Nuclear Energy: abundant, clean, and safe. 2020. Disponível em: < https://www.prageru.com/video/abundant-clean-and-safe/ >. Acesso em: 25 ago. 2021.

TOLMASQUIM, Mauricio T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452p.

UNEP, United Nations Environment Programme. Radiation: Effects and Sources. Áustria, 2016. Disponível em: < https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/7790 >. Acesso em: 14 set. 2021.

EFEITOS REDISTRIBUTIVOS DE CONSUMO E RENDA DOS SUBSÍDIOS AOS TRANSPORTES DE PASSAGEIROS NA ECONOMIA BRASILEIRA

Danielle Domingos Ribeiro[1]; Ana Clara Vital Bonsanto[1]; Giovanna; Filgueiras Di Filippo[1]; Andressa Lemes Proque[1]; Admir Antonio Betarelli Junior[1]

[1]*Universidade Federal de Juiz de Fora*

RESUMO

As famílias brasileiras despendem praticamente o mesmo valor com transporte e alimentação. Apesar da importância do transporte público, este tem se tornado mais caro para os usuários, com aumentos da tarifa e redução da qualidade. Faz-se necessária a discussão sobre o papel dos subsídios e a avaliação do impacto da política na redistribuição da renda das famílias, levando em consideração as peculiaridades dos grupos de renda. Estes efeitos podem ser captados por um modelo nacional de Equilíbrio Geral Computável (EGC), com uma Matriz de Contabilidade Social (MCS) como estrutura de dados, detalhando a geração e apropriação de renda por diferentes fontes e estruturas de gastos, bem como a desagregação de 5 famílias representativas e 4 serviços de transporte de passageiros. Essa pesquisa analisa os efeitos redistributivos e econômicos das subvenções nas atividades selecionadas de transporte público urbano. Os resultados sinalizam que as políticas relacionadas às subvenções contribuem positivamente para a economia, gerando efeitos positivos para o mercado interno ao favorecer famílias em posição mediana e inferior da composição de renda e consumo.

Palavras-chave: Transporte de passageiros; Renda das famílias; Subsídios.

ABSTRACT

Brazilian households spend practically the same amount budget on transportation and food. Despite the importance of public transportation, it has become more expensive for users, with fare increases and quality reductions. It is necessary to discuss the role of subsidies and to assess the impact of the policy

on the redistribution of household income, taking into account the peculiarities of income groups. These effects can be captured by a national Computable General Equilibrium (CGE) model, with a Social Accounting Matrix (SAM) as the data structure, detailing the generation and appropriation of income by different sources and spending structures, the disaggregation of 5 representative households and 4 passenger transportation services. This research analyzes the redistributive and economic effects of subsidies on selected urban public passenger transport activities. The results indicate that policies related to subsidies contribute positively to the economy, generating positive effects for the domestic market by favoring households in the middle and lower income and consumption composition.

Keywords: Passenger's transport; Household's income; Subsidies.

1. INTRODUÇÃO

A mobilidade urbana é a facilidade de deslocamento de bens e pessoas nas aglomerações urbanas, sendo fundamental para o desenvolvimento das atividades sociais e econômicas. O transporte público urbano (TPU) garante, sobretudo à população de renda baixa, o acesso às oportunidades. O custo que chega ao consumidor por meio da tarifa, na maioria das vezes, é alto e a qualidade do serviço é baixa, contribuindo para que ocorra uma redução de consumo e sua substituição para o transporte privado. Com a redução da demanda, o custo se eleva e a qualidade cai, culminando num ciclo vicioso rumo à insustentabilidade do serviço (Carvalho e Pereira, 2012; Filho, 2018).

Um aumento das tarifas afeta diretamente os rendimentos das famílias, bem como a estrutura de custos e a competitividade das indústrias de transporte de passageiros. Esse alto custo do transporte atinge em maior intensidade as famílias mais pobres, situação que se agrava em períodos de queda da renda real das famílias. Entre 1995 e 2003, por exemplo, houve queda do volume de passageiros pagantes, usuários do transporte público, em razão da perda da capacidade de compra do salário mínimo (Carvalho e Pereira, 2012).

No Brasil, os custos do TPU são cobertos pela arrecadação tarifária. Os subsídios a esse serviço são inexpressivos, quando existem. Nos sistemas sem subsídios existe a “tarifa de equilíbrio”, sendo que o valor arrecadado pelos usuários pagantes é igual ao custo total do sistema em determinado período. Tanto o aumento do custo de qualquer componente de produção como a queda na demanda pagante contribuem para um desequilíbrio financeiro (Carvalho e Pereira, 2012). Diferentemente do Brasil, em outros países os subsídios atingem um percentual expressivo, como em Berlim (57%) e Bruxelas(62%) (Filho, 2018).

Nas últimas duas décadas, o Brasil priorizou o uso dos carros e das motocicletas pela forte atração de investimentos da indústria automobilística iniciada em meados da década de 1990. Acompanhada da expansão da oferta, vieram as políticas de estímulo ao transporte privado, como a redução de imposto sobre produtos industrializados (IPI), o baixo preço do licenciamento e dos impostos sobre a propriedade de veículos automotores (IPVA) e a expansão de crédito para as famílias. Os subsídios ao TPU se mostram como uma opção necessária para a redução do preço das passagens. A concessão do governo visa realizar a manutenção das tarifas em preços que sejam acessíveis (Carvalho e Pereira, 2012).

O transporte tornou-se um item típico de consumo no orçamento familiar brasileiro. As pesquisas de orçamento familiar do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) apresentam evidências que as famílias já despendem o mesmo gasto médio mensal com transporte (R$ 419,90) e alimentação (R$ 421,72) (IBGE, 2010). Dado que as famílias apresentam vínculos de gastos e de renda com as instituições econômicas (*i.e.* governo e empresas), os desdobramentos das políticas em transporte são também transmitidos direta e indiretamente no sistema produtivo do País. Este trabalho objetiva analisar e projetar os efeitos econômicos das subvenções concedidas às atividades de transporte sobre a economia brasileira, bem como os efeitos redistributivos sobre o consumo e renda das famílias típicas. Com o objetivo de conciliar teoria econômica aplicada e estudos empíricos com relevância para os

formuladores de política, os modelos de equilíbrio geral computável (EGC) são empregados neste estudo como metodologia.

2. BASE DE DADOS E O MODELO EGC

O trabalho tem como base de dados a Pesquisa Anual de Serviços (PAS) e as Tabelas de Recursos e Usos (TRU). Serão utilizadas informações referentes às subvenções para transportes terrestres, tanto para passageiros quanto para cargas. Os dados coletados são referentes à série temporal 2010-2018.

A PAS analisa informações a respeito das características estruturais do segmento empresarial da prestação de serviços não financeiros no País, tendo como unidade de investigação as empresas que apresentam Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ). O objetivo de investigação são as empresas que operam nos setores formados a partir do agrupamento da Classificação Nacional de Atividades econômicas (CNAE 2.0). Neste trabalho, foram utilizadas às subvenções para empresas com vinte ou mais pessoas ocupadas. As TRU elucidam o esforço de produção e renda gerada na economia sob a ótica dos setores de atividade produtiva, contém resultados a preços correntes e constantes, apresentam os fluxos de oferta e demanda de bens e serviços, e a geração de renda e emprego em cada atividade econômica. As TRU são divididas em tabelas de recursos de bens e serviços, tabela de usos de bens e serviços, e componentes do Valor Adicionado (VA) por setor de atividade. Neste estudo, foram utilizadas informações do VA referente à operação “Outros subsídios à produção” para o setor “Transporte terrestre”.

A partir da PAS, foram selecionados: (1) transporte metroferroviário de passageiros, (2) transporte rodoviário de passageiros municipal e em região metropolitana, (3) transporte escolar, táxi e rodoviário de passageiros fretado e (4) transporte rodoviário de passageiros intermunicipal, interestadual e intermunicipal (ver Proque, 2019). De posse desses serviços, seguiram-se alguns passos. Discrimina-se os valores das subvenções para as atividades e emprega-se a participação percentual de cada variável em relação ao total das subvenções para cada ano. Por último, desagrega-se os subsídios à produção

para os transportes terrestres das TRUs baseados na participação percentual realizada na etapa anterior. Os valores da desagregação da TRU e da PAS estavam próximos. Escolheu-se a PAS por motivos técnicos referentes a facilidade da desagregação das informações. Os valores encontrados na TRU correspondem ao VA referente ao valor líquido de subsídio, composto pelo valor de produção e de produto. Para as variáveis selecionadas, avaliou-se a Receita Operacional Líquida (ROL) no período 2010-2018. Finalmente, foi considerada a relação entre as subvenções e a ROL.

Os modelos EGC são apoiados na teoria de equilíbrio geral Walrasiana e tem como objetivo abranger um conjunto da economia e determinar endogenamente os preços relativos e as quantidades produzidas. Por serem modelos aplicados, fornecem resultados referentes aos efeitos das mudanças de políticas sobre a economia, simulando a interação entre agentes econômicos via mercados. Um banco de dados para o modelo EGC é a Matriz de Contabilidade Social (MCS) que, construída a partir das informações contidas nas Matrizes de Insumo Produto e nas Contas Nacionais, tem como objetivo registrar as receitas e despesas dos agentes da economia – famílias, empresas, governos e o resto do mundo. A partir da MCS, a construção de um modelo EGC consiste em atribuir formas funcionais aos agentes econômicos que representam o seu comportamento quando produziram os fluxos de base presentes na MCS. Denominado BIG-TP (*Brazilian Income Generation and Transport of Passengers*), o modelo reconhece 129 *commodities* e 71 setores econômicos, sendo desenvolvido por Proque (2019) para avaliar as políticas referentes ao transporte de passageiros e sua relação com a renda, consumo e a estrutura produtiva do País. O BIG-TP é de dinâmica recursiva do tipo Johansen, ou seja, inclue modelos intertemporais e consideram a trajetória dos efeitos econômicos ao longo do tempo diante de mudanças exógenas (Proque, 2019).

3. AMBIENTE ECONÔMICO E RESULTADOS

3.1 Simulações, Instrumentos e Valores de Política

O fechamento do modelo é o processo pelo qual ocorre a definição das variáveis, sendo possível ter diferentes fechamentos para se simular o choque no curto e longo prazo. Nos modelos de dinâmica recursiva, existem quatro tipos de simulação: a histórica, de política, de projeção de cenário e de efeitos de uma mudança de política (Proque, 2019). O *baseline* do modelo é formado por um cenário macroeconômico observável até 2020 e previsto até 2040, no qual os dados observados compreendem estatísticas do SCN do IBGE. O *baseline* reproduz o ritmo da economia sem o instrumento da política. A Tabela 1 apresenta o cenário macroeconômico para as simulações do fechamento do modelo, bem como as projeções para o período de 2021-2027 e 2028-2040.

Tabela 1 – Variáveis reais (%) do cenário macroeconômico para o fechamento *baseline*

Indicadores	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Previsão (a.a.)*	
											2021-2027	2028-2040
PIB	3,97	1,92	3,00	0,50	-3,55	-3,28	1,32	1,32	1,14	-4,06	2,2	2,2
Consumo das famílias	4,82	3,50	3,47	2,25	-3,22	-3,84	1,98	2,05	1,84	-5,45	-	-
Gastos do governo	2,20	2,28	1,51	0,81	-1,44	0,21	-0,67	0,36	-0,44	-4,68	0,0	2,2
Exportações	4,81	0,71	1,83	-1,57	6,82	0,86	4,91	4,00	-2,54	-1,76	-	-
Investimentos	6,98	0,78	5,86	-4,02	-14,35	-12,42	-2,56	3,91	-0,44	-0,78	-	-
Emprego corrente	1,47	1,41	1,56	2,86	-3,34	-1,56	1,25	1,20	1,20	-7,94	-	-
Emprego tendencial	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,0	2,0
População	0,88	0,87	0,85	0,86	0,87	0,83	0,80	0,85	0,85	1,00	1,0	1,0

Fonte: IBGE (2019, 2020) e Brazil (2020c).

Nota: * Valores ocultos ("-") denotam que as variáveis são endógenas no período,

As variáveis que receberam o choque na simulação histórica são o PIB, investimento, deslocamento do consumo das famílias, índice do volume de exportações, demanda do governo e mecanismo de ajuste salarial. Também recebeu o choque no *baseline* a variável devo1, que corresponde à relação entre subvenções e ROL para as atividades de transporte selecionadas no período de 2010-2018 e que gerará valores monetários para o choque de política nas atividades de transporte selecionadas. A variável que recebe o choque é delV1PTX – mudança ordinária na arrecadação de impostos sobre a produção. A política de subsídios nos setores pode ser realizada com um choque nas

atividades mencionadas. A variável devo1 gerou uma segunda variável denominada devo 2, em que foram estimados valores monetários para as 4 atividades selecionadas no período de 2021-2040. Os valores do choque estão na Tabela 2.

Tabela 2 – Valores nominais de subsídios às atividades de passageiros ($Milhões)

Setores	2021-2025		2021-2040	
	Acumulado	Média Anual	Acumulado	Média Anual
Metroferroviário de passageiros	2.333,16	466,63	8.225,83	411,29
Rodoviário de passageiros	430,64	86,13	1.507,37	75,37
Escolar, táxi e rodoviário fretado	5,40	1,08	19,55	0,98
Intermunicipal, interestadual e internacional	4,44	0,89	15,64	0,78

Fonte: Resultados de pesquisa

3.2 Resultados de Políticas

A Tabela 3 reporta os desvios acumulados sobre as taxas de crescimento das variáveis macroeconômicas selecionadas. É possível observar um aumento da taxa de crescimento do PIB de 0,03 no curto prazo e 0,35 no longo prazo. As mudanças observadas podem ser explicadas por um aumento no consumo das famílias, do investimento e na redução da balança comercial. Em relação ao consumo das famílias, este apresentou um crescimento percentual de 0,18% no curto prazo, 0,39% no médio prazo e 0,90% no longo prazo. Esse resultado contribui positivamente no valor do PIB, visto que este componente é fator de absorção de demanda no gasto total da economia e resultado do mercado interno via acréscimo do consumo real das famílias. A variável termo de troca representa a relação entre o preço das exportações e o das importações, e tem como objetivo avaliar a performance de um país frente ao exterior no que tange as relações comerciais. Maiores valores do termo de troca representam que o preço das exportações está valorizado em relação à importação de um país. Os termos de troca aumentaram em 1,04 no longo prazo.

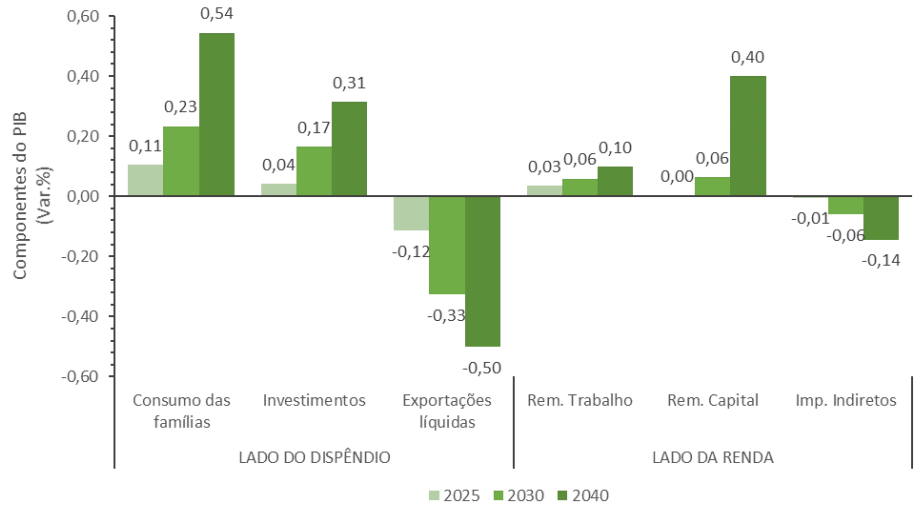
Tabela 3 – Efeitos macroeconômicos das políticas relacionadas aos subsídios (Var. %)

VARIÁVEIS	2021-2025	2021-2030	2021-2040
PIB	0,03	0,07	0,35
Importação	0,26	0,61	1,07
Exportação	-0,29	-0,74	-1,10
Consumo das famílias	0,18	0,39	0,90
Investimentos	0,24	0,86	1,24
Estoque de Capital	0,00	0,13	0,77
Salário Real	0,17	0,47	1,32
Emprego Nacional	0,07	0,11	0,12
Receita nominal dos impostos	-0,40	-0,78	-1,40
Deflator	0,39	0,95	1,14
Termos de troca	0,28	0,71	1,04

Fonte: Resultados de pesquisa

O Gráfico 1, por sua vez, exibe a decomposição dos componentes do PIB pela ótica da despesa e da renda. Pelo lado da despesa, o impacto positivo sobre o PIB é devido aos ganhos nos investimentos e no consumo das famílias, que compensam os efeitos negativos na balança comercial. O componente gastos do governo é exógeno e, portanto, não sofre alterações no período. Já pelo lado da renda, o crescimento do PIB está relacionado à remuneração do trabalho e do capital, bem como aos impostos indiretos.

Gráfico 1 – Efeitos dos subsídios ao transporte público sobre os agregados do PIB



Fonte: Resultados de pesquisa.

A política de subsídios contribui para estimular a atividade econômica, uma vez que favorece a redução dos custos repassados para o consumidor final na forma de tarifa, fomentando maior consumo por parte de indivíduos e famílias do transporte, que se encadeia em maior consumo de insumos em toda a cadeia produtiva do transporte público. A redução do impacto no transporte na receita dos indivíduos e famílias contribui para a redistribuição da renda no consumo de outros bens, principalmente aqueles ligados à alimentação e serviços. O deflator do PIB, que mede a variação média dos preços de período em relação ao período anterior numa economia, apresenta uma variação de 1,14% em 2040. Este resultado é coerente com o esperado, já que com a política, ocasionaria um aquecimento no mercado de bens e serviços, aumentando a demanda por fatores primários e gerando uma alta nos preços dos produtos. Observa-se uma redução do preço e um aumento da demanda pelos serviços de transporte, o que impacta a demanda de fatores primários. A pressão da demanda eleva a renda do capital, que contribui para o aumento da variação percentual da taxa de retorno vigente. Consequentemente, os investimentos aumentam. No período seguinte, quando os investimentos se tornam operacionais, há uma expansão do estoque de capital. Constata-se um crescimento, principalmente em 2040, quando este atinge 0,77%. No mercado de trabalho, a política contribui para um crescimento do emprego nacional que afeta o salário real. Não há restrições no modelo para o mercado de trabalho, uma vez que a demanda por trabalho é elástica. Nota-se um crescimento do salário real (1,32 em 2040) e do emprego nacional (0,12 em 2040). Com relação à receita nominal de impostos, observa-se que esta é negativa, uma vez que a política não foi suficiente para compensar os valores.

Para avaliar os efeitos distributivos das subvenções no transporte de passageiros sobre as famílias, foi utilizada a heterogeneidade de cinco famílias representativas diferenciadas por estratos de renda (em número de salários-mínimos). A Tabela 4 apresenta os resultados dos impactos dos subsídios na renda real. Pode-se observar aumentos na renda real disponível para todos os extratos de renda.

Tabela 4 – Efeitos sobre a renda real disponível das famílias (Var. %)

Famílias	2021-2025	2021-2030	2021-2040
Até 3 sm	0,16	0,37	0,84
4 a 6 sm	0,23	0,50	1,08
7 a 10 sm	0,22	0,47	1,02
11 a 20 sm	0,16	0,37	0,84
Acima de 20 sm	0,12	0,29	0,73

Fonte: Resultados de pesquisa

Nota: sm(salários mínimos)

A presença dos subsídios gera um impacto positivo na renda das famílias ao contribuir para a redução das tarifas. Verifica-se um crescimento percentual maior na renda das famílias mais pobres, sobretudo no extrato entre 4 a 6 salários mínimos, uma vez que as famílias mais pobres demandam mais transporte público. Os efeitos diretos e indiretos na renda das famílias típicas podem contribuir para um aumento no poder de compra e no consumo real.

A utilidade pode ser considerada como função da variação do consumo das famílias, que se encontra acima da parcela de subsistência e é uma hipótese do impacto de bem-estar econômico das famílias (Proque, 2019). A política de subsídios induz a um acréscimo de bem-estar ao contribuir para que o preço das tarifas esteja abaixo do custo da prestação de serviços. A Tabela 5 apresenta o impacto da política sobre a utilidade dos grupos de famílias. Todos os estratos de renda apresentam ganhos de utilidade para os três cenários. As classes que estão no início da estrutura distributiva apresentam os maiores ganhos, com foco novamente para os grupos de 4 a 6 salários mínimos (SM). O grupo com renda acima de 20 SM apresenta os menores ganhos de utilidade, uma vez que esse grupo compreende a maior parcela nos gastos com bens de luxo.

Tabela 5 – Efeitos na utilidade das famílias (Var. %)

Famílias	2021-2025	2021-2030	2021-2040
Até 3 sm	0,35	0,81	1,66
4 a 6 sm	0,51	1,12	2,21
7 a 10 sm	0,48	1,04	2,03
11 a 20 sm	0,36	0,79	1,64
Acima de 20 sm	0,27	0,62	1,40

Fonte: Resultados de pesquisa

Nota: sm(salários mínimos)

As Tabela 6 e 7 mostram, respectivamente, a demanda de transporte público e a demanda por transporte privado por grupos de famílias.

Tabela 6 – Demanda de transporte público por grupo de famílias (Var. %)

Famílias	2021-2025	2021-2030	2021-2040
Até 3 sm	0,65	1,28	2,15
4 a 6 sm	1,21	2,34	3,90
7 a 10 sm	1,13	2,16	3,47
11 a 20 sm	0,98	1,85	2,85
Acima de 20 sm	0,80	1,51	2,23

Fonte: Resultados de pesquisa
Nota: sm(salários mínimos)

Para todos os extratos de renda nota-se novamente aumentos da demanda por transporte público, principalmente pelas famílias dos estratos inferiores que são aquelas que mais consomem esse serviço. Em relação à demanda por transporte privado (Tabela 7), esse apresenta um aumento nos três períodos, porém de modo mais discreto. Nesse caso, são as famílias com estrato mais elevado de renda que tem maior ganho na demanda, uma vez que são essas que mais demandam os automóveis.

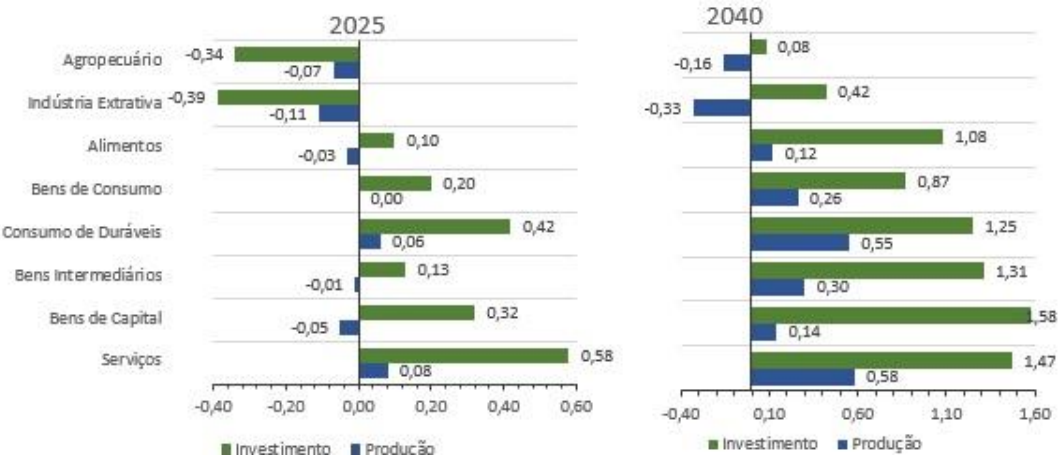
Tabela 7 – Demanda de transporte privado por grupo de famílias (Var. %)

Famílias	2021-2025	2021-2030	2021-2040
Até 3 sm	0,00	0,01	0,02
4 a 6 sm	0,02	0,04	0,10
7 a 10 sm	0,02	0,05	0,13
11 a 20 sm	0,03	0,07	0,17
Acima de 20 sm	0,03	0,07	0,20

Fonte: Resultados de pesquisa
Nota: sm(salários mínimos)

O Gráfico 2 reporta os impactos da produção e investimento setorial. São reconhecidos no modelo oito setores nos períodos de curto, médio e longo prazo, a saber: agropecuário, indústria extrativa, alimentos, bens de consumo, consumo de duráveis, bens intermediários, bens de capital e serviços.

Gráfico 2 – Efeitos setoriais da política de subsídios pela ótica da produção e investimento (Var. %)



Fonte: Resultados de pesquisa.

Observa-se que com a política, há um aumento na produção e investimento dos setores da economia, com exceção dos setores agropecuários e da indústria extrativa. Isso pode ser explicado pelo fato de que ambos os setores são representativos na composição das exportações brasileiras e, de acordo com a Tabela 3, nota-se uma redução das exportações do País nos três períodos. Em contrapartida, há um aumento da produção e investimento dos setores de bens de consumo, consumo de duráveis, alimentos e serviços. O aumento da renda das famílias contribui para um aumento na produção daqueles setores que são mais relacionados ao consumo das famílias, principalmente pelo perfil de consumo das famílias de estratos de renda inferiores.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho teve como objetivo analisar e projetar os efeitos econômicos das subvenções concedidas às atividades de transporte de passageiros sobre a economia brasileira, bem como os efeitos redistributivos sobre o consumo e renda das famílias típicas. Os resultados mostraram que a política gera efeitos sobre o crescimento do PIB e contribui para o aumento do fluxo do dispêndio e da renda gerando impactos positivos para a economia. A política beneficia todos os estratos de renda, sobretudo as famílias mais pobres, que apresentam maior

ganho percentual na renda real, na utilidade e no consumo. Sobre os impactos setoriais, o aumento da renda das famílias contribui para um aumento na produção daqueles setores que são mais relacionados ao consumo das famílias.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARVALHO, C. H. R. DE; PEREIRA, R. H. M. Efeitos da variação da tarifa e da renda da população sobre a demanda de transporte público coletivo urbano no Brasil. Transportes, v. 20, n. 1, p. 31–40, 2012.

FILHO, R. J. B. DE O. Análise de políticas de subsídios ao transporte público urbano: o caso do sistema de transporte público de passageiros da região metropolitana do Recife (STPP/RMR)., 2018.

IBGE. Pesquisas de orçamentos familiares 2008-2009, Instituto Brasileiro de Pesquisa e Estítistica (IBGE). Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Rio de Janeiro.ISSN 0101-4234. 2010a.

___. Pesquisa Anual de Serviços, Instituto Brasileiro de Pesquisa e Estatítica (IBGE). 2010b.

___. Tabelas de Recursos e Usos, Instituto Brasileiro de Pesquisa e Estatística (IBGE). 2010c.

PROQUE, A. L., 2019. Estrutura produtiva, renda e consumo: os efeitos econômicos da cide e contrapartidas ao transporte rodoviário de passageiros no Brasil. Tese (Doutorado em Economia) – Programa de pós-graduação em Economia Aplicada, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, Brasil.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA COM BENCHMARKING PARA NOVOS PROJETOS E/OU RETROFIT DE ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ÁGUA E ESGOTO

Mauro Donizeti Berni[1]; Ivo Leandro Dorileo[2]; Leonardo Vasconcelos[2]; Paulo Manduca[1]

[1]Universidade Estadual de Campinas; [2]Universidade Federal de Mato Grosso

RESUMO

Os recursos hídricos e energéticos se relacionam de diversas formas, entre as quais está a utilização de energia elétrica em estações de tratamento de água (ETA) e estações de tratamento de esgoto (ETE). No Brasil após a promulgação da nova lei para universalização do saneamento básico em 2020, ganhou importância a gestão de águas pelos operadores de ETA e ETE. Neste contexto, a metodologia de benchmarking é uma ferramenta útil para avaliar o desempenho das plantas e ajudar a identificar a melhores práticas e menores custos. A grande vantagem dessa metodologia é que ela possibilita a identificação de itens de custos operacionais que se minimizados, auxiliam no aumento da eficiência energética e ambiental da planta. Este trabalho, tem como principal objetivo disponibilizar para centros de pesquisas e para as empresas prestadoras de serviços de saneamento: indicador de desempenho denominado CEEE (kWh/m³) para estações de tratamento de água e esgoto, obtidos em países selecionados, os quais poderão servir de benchmarking “típicos” em novos projetos e retrofits na esperada universalização dos serviços de saneamento básico no Brasil. Nas ETAs e ETEs requer-se uma grande quantidade de energia para passar de um reservatório ou poço, através do processo de tratamento e para um sistema de distribuição. Além disso, é necessária energia para processar as águas residuais e reciclá-las ou descartá-las. Os resultados deste trabalho, propiciam demonstrar a forte conexão entre recursos hídricos e recursos energéticos, muito pouco documentada no Brasil.

Palavras-chave: Recursos hídricos, Recursos energéticos, Saneamento básico, Consumo específico, Eficiência energética.

ABSTRACT

Sanitation service providers (water and sewage) have facilities that demand a large amount of electricity, and the expenses necessary to obtain this energy significantly compromise their respective billings. Electricity expenses of these service providers in Brazil typically vary between 9 and 24% of their total expenses. Performance indicators in ETE and ETA can be used as “benchmarking” to calculate the operational costs of treatment plants, such as ETAs and ETEs. In this sense, this article has as main objective to indicate the specific consumption of electric energy for ETAs and ETEs. For this, data were obtained from different countries, which may serve as “typical” benchmarking in new projects and “retrofits” in the expected universalization of basic sanitation services in Brazil. Initial results already obtained with this work demonstrate the strong connection between water resources and energy resources, very little documented in Brazil, and thus can serve as a benchmark in future projects of ETAs and ETEs.

Keywords: Water Resources, Energy Resources, Basic Sanitation, Specific Consumption, Efficiency Energy.

1. INTRODUÇÃO

Os prestadores de serviços de saneamento (água e esgoto) possuem instalações que demandam grande quantidade de energia elétrica, sendo que os gastos necessários para obtenção dessa energia comprometem significativamente seus respectivos faturamentos (DAE, 2014).

Os gastos com energia elétrica desses prestadores de serviços no Brasil tipicamente variam entre 9 e 24% de suas despesas totais (SANEPAR, 2017). Conforme dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS), em 2018, as despesas com energia elétrica dos prestadores de serviço de água e esgoto atingiram R$ 6,19 bilhões, com consumo de 12,9 TWh, sendo

11,5 TWh com estações de tratamento de água (ETA) e 1,4 TWh com estações de tratamento de esgoto (ETE) (BRASIL, 2019). O consumo total de energia elétrica do setor de saneamento, representou em 2018, 2,0 % da oferta interna de energia elétrica do País, que foi de 636,4 TWh (EPE, 2019).

As informações da DAE (2014), SANEPAR (2017) e BRASIL (2019), demonstram que o setor de saneamento brasileiro prescinde de aprimoramento contínuo do seu planejamento com a integração dos custos crescentes do consumo de energia, com vistas a apontar os elementos básicos para o estabelecimento de políticas públicas estruturantes, as quais no médio e longo prazos propiciem custos decrescentes específicos com o aumento da produtividade e redução de perdas.

Neste contexto, políticas públicas estruturantes podem alavancar investimentos em novos projetos e/ou retrofits, embarcando novas tecnologias comercialmente disponíveis, geração local de energia elétrica. Caso por exemplo, através do aproveitamento dos lodos de ETA e ETE na produção de biogás e energia elétrica, ou ainda, contemplando sistemas híbridos incluindo a geração fotovoltaica. Dado que o setor de saneamento responde por 2,0 % do consumo total de energia elétrica do País, percentual este que tende a aumentar significativamente à medida que se avança rumo à universalização, faz-se cada vez mais necessário uma forte penetração da conservação de energia, através de ações de eficiência energética.

Os conjuntos elevatórios de água e esgotos constituem os principais responsáveis pelo consumo de energia elétrica dos serviços de saneamento, devendo, portanto, ser priorizados o uso de indicadores de desempenho como o consumo específico de energia elétrica (CEEE) na forma de benchmarking para novos projetos e retrofits de instalações já existentes. O benchmarking e ações de eficiência energética é um assunto muito explorado nos setores residencial, comercial e industrial, porém o seu uso em saneamento não recebe a mesma atenção, sendo uma lacuna a ser preenchida.

Os indicadores de desempenho em ETE e ETA, podem ser utilizados como benchmarking em termos “indicativos” para calcular os custos

operacionais de estações de tratamento, visto que existem situações específicas decorrentes da realidade de cada tipo de estação, como por exemplo idade do sistema.

O CEEE é a primeira etapa para avaliar ações de eficiência energética e projeção de custos, seguindo-se uma segunda etapa, onde o CEEE internaliza como benchmarking energético a melhor tecnologia disponível (MTD) ou *Best Avalaible Technology* (BAT). A MTD é definida como o mais eficaz estágio no desenvolvimento de atividades e seus métodos de operação que indica a adequação prática de técnicas específicas para fornecer a base para o limite mínimo de consumo de energia, reduzir as emissões e o impacto ambiental (MOTT MACDONALD, 2018). Este trabalho, foca apenas a primeira etapa onde performance energética do prestador de serviço é medida a partir de um benchmark pré-estabelecido. O benchmark serve de comparação com aquilo que o prestador vem realizando. Para se estabelecer o benchmark dois pontos são importantes; a escolha dos benchmarks e a sua forma de medição. A forma de medição deve ser bem definida para que se tenha número comparável e creditado. Os sistemas de água e energia são intrinsecamente interdependentes na universalização do saneamento básico no Brasil (FGV Energia, 2019).

A busca da modernização e expansão qualificada de estações de ETA e ETE, visando uma alta performance técnica, econômica, social e ambiental, está aderente ao atendimento da Objetivo do Desenvolvimento Sustentável 6 (ODS 6), ONU. Deve ser salientado, que está aderência deverá compulsória através de novos marcos regulatórios, sendo um grande desafio para as empresas prestadoras de serviços de saneamento nos próximos anos. Nesta situação conjuntural, indicadores de desempenho e a seleção da MTD para alcançar os objetivos econômicos, sociais e ambientais serão fundamentais para o retorno de investimentos, através de ações de eficiência energética, projeções de custos e garantir a competitividade e a perenidade dos negócios.

2. OBJETIVO

Este trabalho, tem como principal objetivo disponibilizar para centros de pesquisas e para as empresas prestadoras de serviços de saneamento: indicador de desempenho denominado CEEE (kWh/m³) para estações de tratamento de água e esgoto, obtidos em países selecionados, os quais poderão servir de benchmarking "típicos" em novos projetos e retrofits na esperada universalização dos serviços de saneamento básico no Brasil.

3. METODOLOGIA

A abordagem metodológica para o mapeamento benchmarking de energia (CEEE) de ETA e ETE, utiliza palavras chave com busca em sistemas eletrônicos, como *WebofScience*, CAPES, Scielo, https://journalfinder.elsevier.com/ , manuais, relatórios de pesquisa, recomendações de melhores práticas da *Water Environment Research Foundation* (https://www.waterrf.org/) e centros de pesquisa hidroenergética da União Europeia e Mundo. O portal do Ministério das Cidades, foi analisado, extraindo-se informações relevantes de relatórios e manuais técnicos.

A metodologia adotada permite a tabulação do CEEE de ETA e ETE, em termos do consumo de energia elétrica (kWh) por metro cúbico (m³) tratado de água ou esgoto. Observe, que o benchmarking de energia (CEEE) é parte de projeto de pesquisa amplo que está em andamento e que contempla também o consumo médio de energia elétrica (kWh) por pessoa equivalente (PE), derivado do tratamento de líquidos residuais influentes e expresso em unidades de kWh por PE por ano (kWh/PE) como o benchmark primário. Outros benchmarks adicionais são mapeados e auxiliam nas decisões dos *players* no caso de ETE: nitrogênio total (N) removido: kWh por kg N removido, DQO removida: kWh por kg de DQO removida e/ou DBO removida: kWh por kg de DBO removido.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na ETA e ETE as ações de eficiência energética podem estar focadas na iluminação, condicionamento ambiental, sistemas de refrigeração e sistema

motrizes. Não existe uma abordagem específica para redução de perdas de água, ou para melhorias na aeração no tratamento de esgoto. Todas as ações no saneamento têm de ser ajustadas para enquadrar-se nas ações relativas no consumo de energia elétrica. Na maioria dos munícipios o prestador de serviço de saneamento é um dos mais relevantes consumidores de energia elétrica e, portanto, possuidor de grande potencial de economias por meio de ações de eficiência energética. Aspecto fundamental para o setor de saneamento são as verbas disponíveis na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para programas de eficiência energética, que podem ser buscados por prestadores de serviço do setor de saneamento.

Os contratos de concessão firmados pelas empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com a ANEEL, estabelecem obrigações e encargos perante o poder concedente. Uma dessas obrigações consiste em aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,5% de sua receita operacional líquida em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, o que consiste no Programa de Eficiência Energética das Empresas de Distribuição (PEE) (ANEEL, 2019). PEE de prestadores de serviço do setor de saneamento podem pleitear o fundo disponível na distribuidora de energia elétrica, demonstrando a relação custo benefício (RCB) e os fundamentos de Medição e Verificação (M&V).

O RCB é o benefício considerado através da valoração da energia economizada e da redução da demanda na ponta durante a vida útil do projeto. Os fundamentos de M&V estão no processo de análise que possa estimar o consumo da instalação antiga nas condições após a intervenção (a eficiência energética é sempre a energia medida após a implementação das ações subtraída da energia que teria sido consumida na ausência da medida, como a instalação antiga não existe mais, não é possível medir diretamente esta energia). Para tal, é necessário que se façam medições antes da ação de eficiência energética e se estabeleça um modelo matemático sobre o comportamento de variáveis que determinam ou influenciam o consumo de energia e a relação entre ambos: consumo de energia e variáveis. Estas

variáveis são denominadas variáveis independentes em geral, produção de água, produção de água de reuso, destinação final de lodos, água consumida, água elevada, população abastecida, produção, clima, taxa de ocupação do Município, etc.

Com o benchmarking CEEE podem ser implementados modelos de cálculo de energia economizada e de demanda retirada da ponta em projetos de i) reabilitação ou substituição de motor-bombas; ii) melhoria de carga através de inversores de frequência; iii) redução de perdas de água e do volume bombeado; aumento do volume reservado, entre outros.

A Tabela 1 mostra para ETAs, em países selecionados, o indicador de desempenho CEEE e a participação do consumo de energia elétrica no total da oferta interna de energia elétrica. No Brasil, está participação está em aproximadamente 1,81%, bem acima dos países selecionados e mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – ETA: Benchmarking CEEE e participação na oferta interna de energia elétrica, em países selecionados

Países	**CEEE (kWh/m^3)**	**Participação (%)**
EUA	0,52	0,6
China	0,31	0,25
Alemanha	0,40-0,43	0,7
África do Sul	0,079-0,41	nd
Japão	0,304	nd
Coreia do Sul	0,243	0,5
Suécia	0,42	1,0
Finlândia	0.49	nd

Fonte: GUA et al., 2016 e GURUNG et al., 2018 - Obs: nd = não disponível

Conforme a Tabela 1, os Estados Unidos da América (EUA), país desenvolvido, apresenta um CEEE de 0,52 kWh/m^3 e uma participação do consumo na oferta interna de energia elétrica de 0,6%. Países asiáticos (China, Japão e Coréia do Sul), apresentam-se com melhor desempenho na eficiência energética em ETA. Nos países europeus, o CEEE apresenta-se semelhante entre a Suécia, Alemanha e Finlândia, que fica em torno de 0,40 - 0,49 kWh/m^3. A África do Sul, pertencente aos BRICS, apresenta um CEEE bem abaixo daqueles observados no Brasil.

O benchmarking CEEE, por si só, não indica ganhos de eficiência energética em sistemas motrizes de ETAs e ETEs. Deve ser observado as condições orográficas individuais em cada ETA e ETE que podem exigir um maior ou menor consumo de energia elétrica. Todavia, conforme já comentado na introdução este indicador de desempenho é uma excelente ferramenta de planejamento e gestão, sendo a CEEE dos países selecionados (Tabela 1) indicador a ser entendido e buscado pelo setor de saneamento brasileiro.

De acordo com JORDÃO (2015), as referências internacionais para o consumo de energia específico em ETEs representam entre 25% a 50% dos custos operacionais. Ainda de acordo com o autor, esta participação nos custos no Brasil deve ser menor, por conta dos altos custos de mão de obra. Diante deste quadro, será inevitável a busca por benchmarking CEEE em ETEs devido as oportunidades abertas com ações de eficiência energética, mas também pela incorporação aos sistemas motrizes de inteligência, *internet of things* (IoT) por exemplo.

A Figura 1 traz o benchmarking CEEE para a Suécia, podendo-se perceber uma média de 1,0 kWh/m^3 para ETAs e ETEs (JORDÃO, 2015).

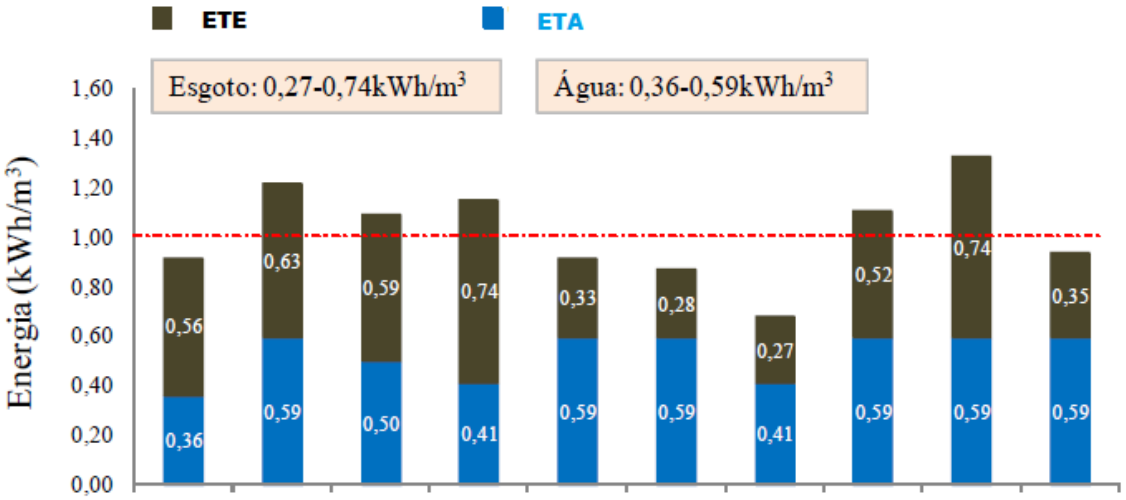


Figura 1 – CEEE: ETE e ETA Suécia

4. CONCLUSÕES

O indicador de desempenho CEEE foi levantado em publicações técnicas acreditadas, artigos de revistas indexadas e centro de pesquisa hidroenergético da União Européia, Estados Unidos e Ásia. O CEEE internaliza a identificação das principais questões econômicas e ambientais do setor saneamento; exame das técnicas mais relevantes para tratar dessas questões chave; melhores níveis de desempenho ambiental, com base nas informações disponíveis dados na União Europeia e no mundo; as condições sob as quais esses níveis de desempenho ambiental foram alcançados, como custos, efeitos entre mídias e as principais forças motrizes envolvidas na implementação das técnicas e quando possível nas MTD, seus níveis de consumo de energia e emissões associadas.

As ineficiências no uso de energia constituem custos evitáveis que são suportados por subsídios à operação dos serviços e por taxas e tarifas cobradas dos usuários. Além disso, contribuem para a emissão de gases de efeito estufa desnecessários quando a energia elétrica é gerada por fonte fóssil, com impactos nas alterações climáticas em escala global.

Maximizar a eficiência no uso da energia em sistemas de saneamento básico é uma forma de demonstrar o nexo energia-água por prestadores de serviços, mas

exige uma visão sistêmica, em vez de subsistemas individuais, que garante que os ativos existentes e futuros sejam melhor integrados no espaço urbano.

Este trabalho é parte de arcabouço de ações para melhorar o acesso ao saneamento e reduzir a poluição (ODS6), em uma população em rápida urbanização. O desafio é levar os prestadores de serviços no caminho para reduzir suas necessidades de energia per capita, enquanto elas melhoram seus serviços e universalização.

De forma geral, o trabalho buscou fornecer uma maneira de olhar a influência do gerenciamento da água e esgotamento sanitário vis-à-vis o uso de energia elétrica. O CEEE típico global está em torno de 1kWh/m^3 e precisa ser reduzido, visto os impactos ambientais e custos associados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Projetos de Eficiência Energética em Saneamento - Guia auxiliar para os Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE da ANEEL, elaborado por: AKUT Umweltschutz Ingenieure Burkard und Partner USt-ID DE 227 840 440, organização Jonas Gonçalves e Rita Cavaleiro de Ferreira, 2019, 133 p.

BRASIL, 24º Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgotos, Ministério do Desenvolvimento Regional, Secretaria Nacional de Saneamento, SNS, Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento, 2019, 180 p.

DAE, Revista, Eficiência Energética em Tratamento de Esgotos, 2014, 5 p., Disponível em: http://revistadae.com.br/artigos/artigo_edicao_177_n_120.pdf .

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional, ano base 2018, 2019, 303 p., Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt .

FGV Energia, Fundação Getúlio Vargas, Boletim Energético, 2019, 82 p., Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/maio-2019.pdf .

GUA, Y. et al., Energy self-sufficient wastewater treatment plants: feasibilities and challenges, The 8th International Conference on Applied Energy (ICAE), Available online at www.sciencedirect.com, State Key Laboratory of Pollution, 2016, 3741-3751 p.

GURUNG, K. et al., Unit Energy Consumption as Benchmark to Select Energy Positive Retrofitting Strategies for Finnish Wastewater Treatment Plants (WWTPs): a Case Study of Mikkeli WWTP, Environ. Process. V 5., 2018, 667–681 p.

JORDÃO, E. P., É possível economizar energia nas estações de tratamento de esgoto?, Revista DAE, DOI 10.4322/dae.2015.001, V. 63, 2015, 84 p.

MOTT MACDONALD, Best Available Technology (BAT) Report, Hamriyah IPP Sharjah UAE. 2018, 21 p.

SANEPAR, Eficiência energética no saneamento: trabalhos contemplados no Prêmio Sanepar de Tecnologias Sustentáveis e no Prêmio Inova Sanepar, edição 2016, organizadores Bárbara Zanicotti Leite Ross, Charles Carneiro e Gustavo Rafael Collere Possetti, Curitiba, 2017, 130 p.

SOARES R. B., GONÇALVES, R. F., Consumo de energia elétrica em sistemas de abstaceimento de água e esgotamento santário no Brasil, Congresso ABES, FENASAN, Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental (ABES), Associação dos Engenheiros da Sabesp (AESABESP), 2017, 7 p.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM MÁQUINAS TÉRMICAS ATRAVÉS DO USO DE SENSORES

Wagner Cunha da Silva

Universidade de Pernambuco

RESUMO

Este trabalho objetivou identificar o aumento da eficiência energética em máquinas térmicas utilizando sensores. As termelétricas são seguras, confiáveis e possuem um tempo de resposta rápida quando são despachadas, todavia, as máquinas térmicas possuem perdas em seu processo, consequentemente reduzindo o seu rendimento e trazendo perdas financeiras ao empreendimento. Diante dessa problemática a UTE PEIII (Usina Termelétrica Pernambuco IIII) através de projeto P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) junto a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), Instituto Gnarus (Organização não Governamental) e o IATI (Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação) estão desenvolvendo uma metodologia ao qual através do uso de sensores e de software que acompanham os parâmetros do conjunto motor-gerador da UTE PEIII, cuja a finalidade é gerenciar os ativos, aumentando o seu rendimento, confiabilidade e retorno financeiro a companhia.

Palavras-chave: Máquinas Térmicas, Eficiência Energética, Sensores Oportunidades.

ABSTRACT

This work aimed to identify the increase in energy efficiency in thermal machines using sensors. Thermoelectric plants are safe, reliable and have a fast response time when they are dispatched, however, thermal machines have losses in their process, consequently reducing their yield and bringing financial losses to the enterprise. Faced with this problem, UTE PEIII (Pernambuco Thermoelectric Power Plant) through a R&D project (Research and Development) with Aneel

(National Electric Energy Agency), Gnarus Institute (Non-Governmental Organization) and IATI (Advanced Institute of Technology and Innovation) are developing a methodology which, through the use of sensors and software that monitor the parameters of the UTE PEIII motor-generator set, whose purpose is to manage the assets, increasing their yield, reliability and financial return for the company.

Keywords: Thermal Machines, Energy Efficiency, Sensors.Barriers; Energy;

1. INTRODUÇÃO

Por ser um país de dimensões continentais e ao mesmo tempo populoso, o Brasil por esse e outros fatores se torna um grande mercado consumidor. A este mercado está associado ao grau de desenvolvimento do país, como também, a capacidade de se gerar e de se transmitir a energia elétrica, tornando dentre os setores da infraestrutura um dos mais dinâmicos seja por conta da matriz energética aproveitando o potencial de cada região, bem como, percorrer grandes distâncias para se transmitir a energia elétrica e por fim distribuindo essa energia ao cliente.

Dentre as matrizes energéticas que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem-se as fontes renováveis (eólica, solar e hidráulica) e as não renováveis (nuclear, gás natural e derivados de petróleo), onde cada uma dessas fontes contribuem para tornar mais confiável a matriz energética nacional. Das fontes citadas, o objeto deste artigo será o da eficiência energética em geração termelétrica de motores à combustão da fabricante Wartsila modelo W20V32, que estão instalados na Usina Termelétrica Pernambuco III, localizada no estado de Pernambuco no município de Igarassu, cuja a capacidade de geração de energia em carga base é de 200 MW, onde a mesma está conectada ao SIN.

Os motores W20V32 recebem esse nome por conta da quantidade total de cilindros que são 20 em formato em “V” e por causa do diâmetro da camisa, que é 32 mm. São motores à combustão interna que utilizam como combustível o óleo diesel ou óleo do tipo Óleo Combustível Tipo 1(OCB1). Esses motores

apresentam muita robustez e simplicidade são utilizados em diversos setores desde geração de energia ao setor naval.

Em plantas termelétricas através de seus processos energéticos de transformação é importante garantir menores perdas no processo associado ao consumo do equipamento, por conta disso a Termelétrica Pernambuco III através do projeto P&D, junto ao instituto Gnarus e o IATI é desenvolver uma metodologia que busca integrar uma rede composta por sensores (na captura de dados) e uma plataforma computacional que receberá e efetuará o acompanhamento dos parâmetros associados a geração. Esses dados serão analisados através da técnica de florestas aleatórias, que busca a obter uma melhor eficiência de todo o sistema.

2. MATERIAL E MÉTODOS

A busca pela melhoria contínua dos equipamentos através do controle das variáveis do processo de forma sistêmica é com a utilização de sensores e, posteriormente na outra ponta do processo, com a utilização de algoritmos para a realização de diagnósticos e estudos da sensibilidade térmica dos diversos componentes da usina, possibilitando uma clara visão energética da planta. Para isso será necessário dividir o estudo em três etapas.

A primeira etapa trata-se da instalação de sensores não invasivos no motor colocados em pontos estratégicos para realizar a coleta de dados que juntamente com os dados operacionais da unidade serão posteriormente utilizados para a montagem de modelos, com a conclusão dessa etapa o resultado esperado é a ampliação do conhecimento sobre o processo.

Na segunda etapa será feita o tratamento da base de dados através da técnica de florestas aleatórias que trata da classificação dos algoritmos. Essa classificação compreende várias árvores de decisão individuais, e que através das características aleatórias formam-se estratégias que se tenham mais credibilidade e com isso evitando decisões inconsistentes. É evidente que a utilização das ferramentas possibilita a precisão na aplicação dos modelos e da aquisição automática desses dados, sem a interferência humana, ou seja,

diminuindo a chance de erro e a possibilidade de simulações sobre os processos térmicos da usina tendo o controle dos parâmetros mesmo que de forma virtual, mas nem por isso menos confiável, uma vez que de posse dos dados pode-se "estressar" determinado sistema, ou pontos onde ocorre perdas de rendimento e quais fatores comprometem o funcionamento da planta. Então, o objetivo desta segunda etapa é a criação da confiabilidade no sistema de geração, tendo um maior controle, caso seja solicitado atendimento junto ao SIN.

A última etapa contempla a utilização da plataforma computacional para estudos com a finalidade de se alterar ou substituir equipamento ou método para que se possa obter um desempenho satisfatório. Nesta etapa também está incluso realizar análises desde a depreciação do ativo, os custos em geral da operação e o retorno financeiro realizado para se obter uma melhoria no processo. Abaixo seguem as etapas do projeto.

1. Revisão teórica do estado da arte;
2. Estudo das características da planta termelétrica;
3. Montagem do sistema de observabilidade térmica;
4. Especificação da instalação dos sensores térmicos na rede definidos na planta;
5. Desenvolvimento dos algoritmos de extração e interpretação dos dados para extrair conhecimento;
6. Acompanhamento das medidas na planta;
7. Desenvolvimento do módulo de observabilidade/simulação dos equipamentos;
8. Desenvolvimento do módulo de simulação de equipamentos;
9. Criação da interface e integração final dos módulos, e
10. Instalação do pacote.

2. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os processos de aquisição dos componentes envolveram a tríplice avaliação do conjunto especificação, prazo e custo, cuja conclusão convergiu para a melhor solução dentro dos requisitos. Por fazer parte de um projeto P&D

da Aneel, o projeto foi enquadrado na cadeia de inovação na fase de pesquisa aplicada no programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel, premissa essa dada pela própria agência. Para isso é necessário que se cumpra os objetivos, ou seja, que a metodologia empregada ou protótipo utilizado faça parte de uma cadeia inovadora. Os resultados esperados são:

1. Criação de um ambiente de simulação e estudos de questões térmicas de uma termelétrica;
2. Estabelecimento de uma metodologia de análise do melhor ponto de operação por uma visão térmica da planta;
3. Estabelecimento de uma metodologia para troca/substituição de equipamentos;
4. Desenvolvimento de um pacote computacional amigável e de fácil entendimento;
5. Redução do tempo de análise de um problema.

Para tal será utilizado um conjunto de sensores e uma rede de sinais dos quais alimentam uma plataforma computacional, que coletará as informações e alimentará um banco de dados e, posteriormente, interpretará os sinais adquiridos, mostrando o comportamento térmico dos equipamentos da usina, além de proporcionar simulações sobre estes processos térmicos. É um processo de aprendizagem e inteligência computacional para a tomada de decisão.

Para a interface entre o motor e a rede sem fio será dada foi decidido um dispositivo cuja funcionalidade é integrar os componentes (sensor de pressão, módulo WiFi e sistema de aquisição).

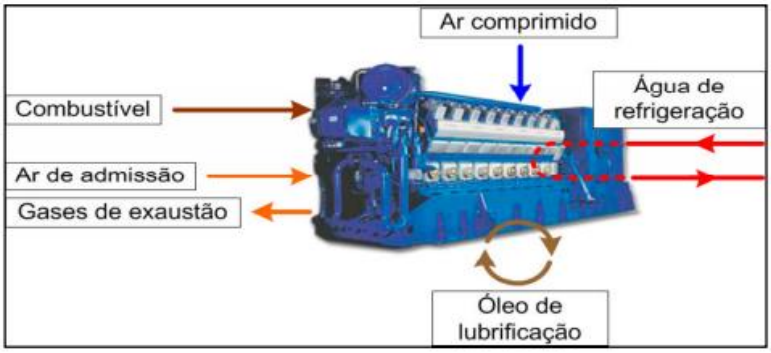
Além da instalação do dispositivo intracilindro foi adquirido o sensor de monitoramento de velocidade que através da fração de giro do volante do motor associado com a informação do dispositivo intracilindro irá permitir a avaliação da pressão de compressão no instante de ponto máximo superior do cilindro do motor o que resulta num maior aproveitamento das energias da combustão. Abaixo segue a imagem do sensor DFS60A-TDAM65536 da fabricante SICK.

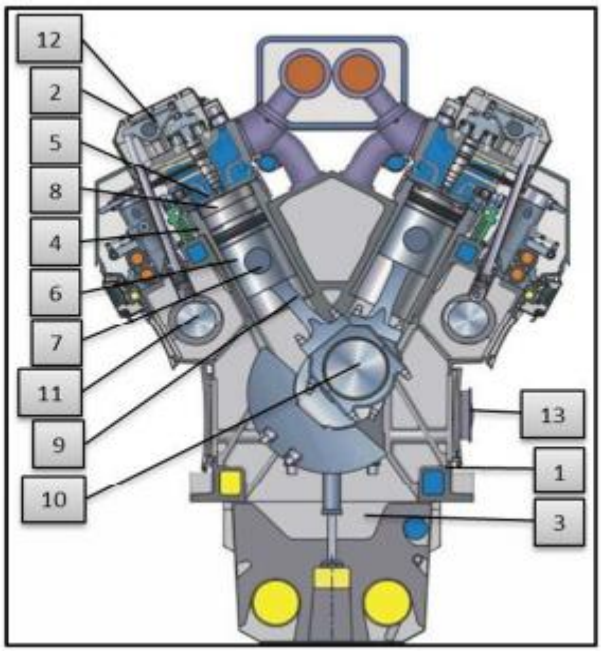
Figura 1 - sensor DFS60A-TDAM65536 da fabricante SICK
Fonte: Relatório das atividades do Instituto Gnarus (2021)

O sinal de detecção é feito através de duas subunidades: sensores e conversores analógicos-digitais (ADCs). A produção dos sinais analógicos ocorre por intermédio dos sensores aos quais são convertidos em sinais digitais que alimentam a unidade de processamento. A figura abaixo mostra um exemplo de como o sensor é montado no motor.

Para o desenvolvimento do algoritmo foi utilizado o programa Diesel RK, simulador este que é bastante utilizado em fabricantes de motores de combustão interna utiliza-se da termodinâmica dos processos internos do motor dos quais podem ser simulados. Para os dados de entrada utilizou-se a quantidade de cilindros e seus aspectos geométricos, turbocompressor, válvulas, sistemas de injeção, pistão, combustível utilizado e a operação do motor e a cada entrada de dados está associado um conjunto de modelos matemáticos que simulam sua influência no comportamento da máquina. A medida em que as simulações fossem avançando outros parâmetros exemplo, a geração de calor pela queima de combustível e o tempo de compressão na câmara de combustão do motor que está associado a rotação do motor.

Abaixo estão as figuras do motor W20V32 e as principais variáveis e partes constituintes do motor que fazem parte desse estudo:





1- Bloco
2- Cabeçote
3- Cárter
4- Cilindro
5- Câmara de combustão
6- Pistão
7- Pino
8- Anéis
9- Biela
10- Eixo de Manivelas
11- Comando de válvulas
12- Válvulas
13- Tampa de alívio de pressão

Figura 2 - Motor W20V32 e as principais variáveis e partes constituintes do motor

As informações referentes aos cilindros - visto que eles se encontram em diferentes estados - são empilhados, tem um intervalo de tempo razoável medido em minutos. A elaboração de uma quantidade excessiva de curvas de funcionamento também é feita para avaliar seu funcionamento. É levado em consideração a interferência do campo magnético do gerador na leitura do equipamento.

Outro fator relevante são as informações referentes aos cilindros, visto que eles se encontram em diferentes estados. Para o empilhamento dos dados é levado em consideração a diferença de dezenas de minutos entre os cilindros. A elaboração de uma quantidade excessiva de curvas Potência x Tempo para se construir o parâmetro ideal também é importante, observando a interferência do campo magnético do gerador na leitura do equipamento.

3. CONCLUSÃO

A obtenção de uma melhor eficiência térmica dos ativos através de uma metodologia não evasiva, com a ajuda de sensores e de um modelo computacional é o resultado que se espera obter após a conclusão do projeto. Por consequência, teremos a eliminação de paradas indesejadas dos equipamentos e a eliminação de multas por não cumprimento da geração de energia dos contratos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online] www.aneel.gov.br.

KOSOW, Irving Lionel. Máquinas elétricas e Transformadores. Porto Alegre, Rio de Janeiro: Globo, 1982.

LORA, Electo Eduardo Silva e NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa do. Geração Termelétrica: Planejamento, Projetos e Operação. Engenho Novo, Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 8571931054.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. [Online] www.ons.org.br.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA CERÂMICA VERMELHA – O CASO DA REGIÃO DO SERIDÓ NO NORDESTE DO BRASIL

Mauricio Francisco Henriques Junior[1]; Joaquim Augusto Pinto Rodrigues[1]

[1]*Instituto Nacional de Tecnologia – INT*

RESUMO

O presente estudo teve por objetivo desenvolver trajetórias e cenários até 2030, considerando a implementação de tecnologias de eficiência energética no polo produtor de cerâmica vermelha na região do Seridó, abrangendo os estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba. O trabalho foca a substituição de fornos antigos e obsoletos por fornos mais eficientes e de maior produtividade. Em 2021 atuavam na região pouco mais de 60 empresas cerâmicas, responsáveis por uma produção de cerca de 70 milhões de peças/mês (91.000 t/mês), principalmente de telhas do tipo colonial. Esse grupo apresenta um consumo significativo de lenha, usada majoritariamente em mais de 120 fornos intermitentes, e que representam 40% da produção da região. Além de baixas eficiência energética e produtividade, esses fornos produzem perdas elevadas na produção e geram poluição atmosférica excessiva. Na modelagem do setor, todos os fornos obsoletos seriam substituídos completamente até 2030. No cenário mais provável, a produção na região alcançaria seria atendida exclusivamente por fornos mais eficientes, principalmente do tipo multicâmaras. O resultado econômico provém basicamente de quatro fatores: economia de lenha, que se situa em cerca de 28%; redução de perdas na produção; aumento da proporção de peças de maior valor comercial; e o fator mais importante, ou seja, a possibilidade de aumento da produção, que seria superior em pelo menos 50% com relação aos níveis atuais. Esses novos fornos proporcionariam ainda uma redução significativa de emissões poluentes e da demanda de lenha, que exerce forte pressão sobre as matas nativas. Portanto, a transformação na fabricação cerâmica na região do Seridó, através do uso eficiente de energia, se mostra de suma importância visando tornar o polo fabril mais produtivo e

competitivo, condição indispensável para sua sustentabilidade econômica e socioambiental.

Palavras-chave: Eficiência energética, cerâmica, fornos, Seridó, cenários.

ABSTRACT

The present study developed trajectories and scenarios until 2030, considering the implementation of energy efficiency technologies in the red ceramic production cluster in the Seridó region, in the states of Rio Grande do Norte and Paraíba. The study focuses on replacing old and obsolete kilns with more efficient and productive ones. The research showed that just over 60 ceramic companies were operating in the region in 2021, producing around 70 million ceramic products/month (91,000 t/month), mainly of colonial type tiles. This group are responsable for a important consumption of firewood, mostly used in more than 120 intermittent kilns, that represent 40% of the local production. In addition to low energy efficiency and productivity, these kilns produce high production losses and air pollution. In the modeling of the sector, the old rustic kilns would be completely suppressed by 2030. In he most likely scenario, in that year, production in the region would be supported exclusively by more efficient kilns, mainly of the multichamber type. Basically, the economic results comes from four sources: firewood savings, which are around 28%; reduction of production losses; an increase in the proportion of higher value products; and the main factor, i.e., the possibility of increasing the production, which could be at least 50% higher than current levels. The new kilns would also minimize polluted emissions and the demand for firewood, which puts strong pressure on native forests. Therefore, the implementation of the efficient use of energy in ceramics is a very important tool to make the production in the Seridó region more

productive and competitive, an essential conditions for its economy and socio environmental sustainability.

Keywords: Energy efficiency; ceramics, kilns, Seridó, scenarios.

1. INTRODUÇÃO

O estudo aqui desenvolvido teve por objetivo desenvolver cenários de médio prazo (2030) a partir da estruturação de trajetórias considerando a implementação de tecnologias de eficiência energética no polo produtor de cerâmica vermelha na região do Seridó no semiárido brasileiro. A estratégia adotada consistiu em avaliar a substituição de fornos antigos e obsoletos por fornos mais eficientes e produtivos, atendendo a necessidade de as empresas do setor alcançarem maior produtividade, maior proteção ambiental, e sustentabilidade num mercado bastante competitivo.

A região do Seridó, que abrange as zonas centrais dos estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba no semiárido nordestino, engloba 40 municípios, e tem na produção de telhas de cerâmica vermelha uma de suas principais atividades econômicas, importância ampliada por se tratar de região com poucas oportunidades de empregos e renda, quadro ainda agravado por secas frequentes (ADESE/GTZ, 2008).

Uma das principais dificuldades dos produtores de cerâmica na região se refere à oferta e uso eficiente de biomassas energéticas, geralmente na forma de lenha, de modo a manter a produção cerâmica sustentável e minimizar impactos ambientais. A oferta de lenha parece não atender plenamente a demanda existente (MMA, 2018), como também, pelo lado do uso, há desperdício de energia pelo emprego de fornos antigos e ineficientes (INT/MCTIC, 2017). Assim, a substituição de tais fornos obsoletos se faz necessária e deve assegurar o processo de transformação das empresas.

2. METODOLOGIA

O estudo consistiu em cinco etapas básicas: i) seleção das tecnologias de fornos mais apropriados e de maior eficiência energética; ii) diagnóstico do

panorama atual das empresas; iii) quantificação do potencial de economia de energia e de demais parâmetros de produção; iv) modelagem de trajetórias e cenários de substituição de fornos até 2030; e v) avaliação de resultados.

A escolha de fornos energeticamente mais eficientes foi realizada a partir da avaliação de diversos tipos disponíveis no mercado, com base alguns indicadores técnicos, econômicos, custos e aplicabilidade na região. Em seguida, o diagnóstico do quadro atual compreendeu a coleta de dados em 49 empresas (que representam cerca de 80% do quantitativo estimado), obtendo-se informações sobre: produção, produtos, quantidade e tipos de fornos em operação, consumo de lenha, perdas na produção e outros. Para estabelecer o potencial de economia existente foi considerada a troca de todos os fornos de rendimento inferior pelos modelos selecionados de maior rendimento. Por fim, a modelagem de trajetórias de substituição de fornos seguiu o processo em curso na região, que vem acontecendo por razões de mercado e por restrições ambientais (INT/MCTI, 2021).

Foram desenvolvidos dois cenários - um mais conservador e outro intermediário, onde todos os fornos obsoletos presentes foram sendo deslocados ano a ano até 2030, quando a região teria em operação somente equipamentos mais eficientes. Nestes cenários, as economias existentes de lenha e dos demais ganhos de receita foram contabilizados ano a ano, bem como os investimentos necessários.

3. RESULTADOS

3.1 Estudo e Seleção das Tecnologias de Fornos de Mais Eficientes

Por definição “eficiência energética” significa usar uma menor quantidade de energia para se obter uma determinada produção ou serviço, ou ainda, empregar a mesma quantidade de energia e conseguir produzir mais ou realizar mais serviços. No caso dos fornos cerâmicos, para se alcançar uma maior eficiência energética, deve-se minimizar todos os fluxos de energia que não se destinam efetivamente ao produto final, que na verdade representam perdas de calor. Muitas dessas perdas são inevitáveis, enquanto outras podem

ser reduzidas ou recuperadas parcialmente (HENRIQUES JR. *et al*., 2015). Assim, seguindo esse conceito, é possível implementar alguns medidas de eficientização ou empregar fornos que já embutem esses conceitos.

Fornos cerâmicos minimamente eficientes devem apresentar rendimento superiores a 55%, e geralmente possuem recuperações de calor em suas estruturas internas, como também operam em ritmo contínuo ou semi-contínuo. Do lado oposto, fornos ineficientes, como os do tipo caipira, predominantes na região do Seridó, apresentam rendimentos entre somente 26 e 35%, além elevada emissão de fuligem, perdas excessivas na produção e produtos com qualidade inferior, conforme exemplificado na Tabela 1.

Tabela 1 - Comparativo de fornos do tipo caipira e tipo multicâmaras

Forno	**Tipo Caipira**	**Tipo Multicâmaras**
Consumo esp. lenha (m st/milheiro) (*)	1,2-1,5	0,5-0,6
Consumo esp. energia médio (kcal/kg) (**)	949	477
Capacidade/queima (milheiros)	23-40	30-60/câmara
Peças 1ª qualidade (%)	20-40	>90
Eficiência térmica (%)	26-35	55-60
Perdas na produção (%)	10-20	<2
Recuperação de calor	Não	Sim
Emissão de fuligem	Muito alta	Muito baixa

(*) 1 milheiro equivale a 1.000 peças cerâmicas.

(**) Poder calorífico da lenha: 3.650 kcal/kg; massa: entre 225 a 320 kg por metro estéreo (m st); peças cerâmicas: de 1.240 a 2.500 kg por milheiro.

Fonte: HENRIQUES JR. *et al*. (2015).

Portanto, diante da avaliação dos indicadores mostrados na Tabela 1, a tecnologia de fornos escolhida para simular os cenários de maior eficiência energética foi a de fornos do tipo multicâmaras.

3.2 Diagnóstico do Quadro Atual

O panorama da situação atualmente foi estabelecido a partir da pesquisa de campo (INT, 2021) e extrapolando-se os dados obtidos. Concluiu-se que

estejam atuando na região em 2021 entre 60 e 65 empresas, responsáveis por uma produção total em torno de 70 milhões de peças cerâmicas/mês (91.000 t/mês). Esse grupo apresenta um consumo de lenha de cerca de 500.000 metros estéreos/ano (45.000 tep), obtida de algarobais, poda de cajueiros, planos de manejo sustentável da caatinga e de mata nativa. Essa lenha é empregada em 230 a 250 fornos, havendo o predomínio dos modelos intermitentes e de baixa eficiência, como os fornos do tipo caipira, responsáveis 40,2% da produção da região (Tabela 2).

Tabela 2 – Quadro de fornos e produção atual (2021)

Tipo de forno	Quantidade de empresas	Quantidade de fornos	Produção mensal (milheiros/mês) (*)	Participação % na Produção
Caipira	20	118	24.360	40,2
Câmaras/Cedan	16	16	17.920	29,6
Ouro Branco	4	40	10.522	17,4
Abóbada	5	23	5.060	8,4
Vagão metálico	2	2	1.280	2,1
Hoffman	1	1	1.000	1,7
Paulistinha	1	2	400	0,7
TOTAL	**49**	**202**	**60.542**	**100,0**

(*) 1 milheiro equivale a 1.000 peças.

Fonte: INT/MCTI (2021).

Além dos problemas associados aos fornos do tipo caipira, nota-se que uma empresa para produzir cerca de 1 milhão de peças/mês, por exemplo, necessita de 5 a 7 unidades operando por batelada. Enquanto isso, um único forno moderno e eficiente, pode até duplicar essa produção mensal, além de proporcionar várias outras vantagens.

3.3 Potencial de Substituição de Fornos e Ganhos Econômicos

O potencial estimado de eficiência energética considerou a substituição de todos os fornos do tipo caipira em operação em 2021. Assim, permaneceriam em operação somente os tipos mais eficientes, como os multicâmaras, Cedans,

Hoffmann, vagão e aqueles com rendimento intermediário (abóbada e paulistinha), que ainda poderiam ser mantidos por alguns anos. Neste cenário, toda a produção atual via fornos caipira (base de cálculo), de cerca de 24.360 milheiros por mês (40,2% da produção total), seria deslocada para 18 novos do tipo multicâmaras ou equivalente. Com base na produção total do grupo de 20 empresas da amostra considerada, foram estimados os ganhos econômicos de acordo com os quatro aspectos a seguir:

i) Economia de lenha por maior eficiência energética – Obtida a partir da diferença entre os consumos específicos típicos de energia dos fornos, ou seja, 0,7 m st lenha/milheiro[1] contra 0,5 m st de lenha/milheiro, respectivamente para um forno caipira e multicâmaras. Portanto, essa economia (0,2 m st de lenha/milheiro ou 29%), aplicada à produção mensal de 24.360 milheiros/mês, resulta numa poupança de 58.464 m st/ano, ou R$ 2,9 milhões/ano, com base no preço da lenha de R$ 50,00/m st (janeiro/21).

ii) Redução de perdas na produção – De forma análoga à estimativa anterior, a redução possível de perdas na produção se aplica à produção mensal citada. Na verdade, esta possibilidade se diz respeito ao aumento de vendas e de receitas. Assim, se admitida que as perdas atuais pudessem ser diminuídas de 15% (padrão médio em fornos caipira) para 2% com os novos fornos, seria conseguida uma produção extra equivalente a 13%, ou seja, 3.167 milheiros/mês no total. Esse montante resulta em uma renda adicional de R$ 10,4 milhões/ano para o grupo 20 empresas, como base o preço médio de venda de R$ 275,00/milheiro.

iii) Maior proporção de produtos de primeira qualidade – A estimativa do aumento da produção de peças de primeira qualidade, de forma conservadora, é de no mínimo 30%. Considera a produção de somente 60% de peças de primeira qualidade em fornos caipira[2] e o montante possível de 90%

[1] Este consumo específico de 0,7 m^3 st/milheiro, difere daquele da Tabela 1, porque engloba a produção de peças com qualidade inferior, e peças perdidas por defeitos e quebras.
[2] Em muitas situações a proporção de peças de primeira qualidade nos fornos caipira atinge somente de 20 a 40%, o que elevaria ainda mais o resultado final quando da troca para fornos multicâmaras.

em fornos multicâmaras. Dessa forma, seriam produzidos cerca de 7.308 milheiros/mês adicionais de peças de primeira qualidade ou R$ 4,4 milhões/ano para o grupo de 20 empresas. Neste caso adotou-se a premissa da diferença de preço de R$ 50,00/milheiro, entre a produção de primeira e de segunda qualidade para telhas.

iv) Aumento de produção – Este indicador constitui o item de maior impacto para as empresas. Considerou que a produção por empresa possa ser minimamente ampliada em 50%. Com isso, a produção do grupo aqui analisado atingiria cerca de 36.540 milheiros/mês, adicionando, portanto, 12.180 milheiros/mês à produção, ou R$ 43 milhões/ano, tendo como premissa o preço médio do milheiro de R$ 295,00 (composição futura de peças de primeira e de segunda qualidade).

A Tabela 3 resume os ganhos econômicos, devendo-se observar que não estão abatidas despesas operacionais, impostos, encargos e amortização dos investimentos.

Tabela 3 - Resumo do potencial dos ganhos econômicos

Economias e ganhos	**Indicador atual**	**Indicador futuro**	**Receitas ou economias anuais brutas com novos fornos**	
			Por empresa (R$)	Grupo de 20 empresas (R$)
(i) Economia de lenha	Consumo: 0,7 m st/milheiro	Consumo: 0,5 m st/milheiro	146.000	2.900.000
(ii) Perdas na produção	15%	2%	522.000	10.400.000
(iii) Aumento produtos de 1ª. qualidade	60%	90%	219.000	4.400.000
(iv) Aumento da produção/empresa	Produção atual: 1.218 milheiros/mês	Produção futura: 1.827 milheiros/mês	2.100.000	43.000.000
Ganhos Totais			**2.987.000**	**60.700.000**

Os aportes financeiros para a implementação dos novos fornos não são baixos, embora possam ser recuperados rapidamente. Exigem cerca de R$ 950

mil por empresa para a construção do forno propriamente dito e outros R$ 350 mil para a implantação de secador e galpão.

3.4 Trajetórias e Cenários

As trajetórias modeladas consideram a troca de fornos em todas aquelas empresas que ainda empregam fornos do tipo caipira até 2025 e, de 2026 em diante, as demais que operam fornos de rendimento intermediário (fornos do tipo paulista, abóbada e ouro branco), tendo em vista que estes equipamentos provavelmente não deverão se manter competitivos. Assim, seguindo essas premissas, a produção da região em 2030 seria realizada exclusivamente com fornos do tipo multicâmaras ou através de outros modelos também de maior eficiência. Em 2030, todos os fornos de menor competitividade e que não atendem requisitos ambientais ou de saúde e segurança teriam sido banidos.

A partir daí foram construídos dois cenários: conservador (A), mantendo-se os níveis atuais de produção, e intermediário (B), que incorpora um aumento da produção de 2% ao ano. Para o ano base, 2021, foi assumida uma produção adicional de 15% sobre a produção identificada na pesquisa, por conta de eventuais informações não capturadas.

O cenário (B), admitido como o mais provável, prevê a implantação de no mínimo um novo forno a cada ano até 2030, totalizando 9 fornos adicionais para atender o crescimento da produção, e cerca de outros 25 fornos para as substituições aqui descritas. Dessa forma, conforme ilustrado na Figura 1, haveria na região em 2030 uma predominância absoluta dos fornos multicâmaras novos (72% da produção total) e dos multicâmaras/cedans antigos (25% do total), perfazendo 97% da produção total.

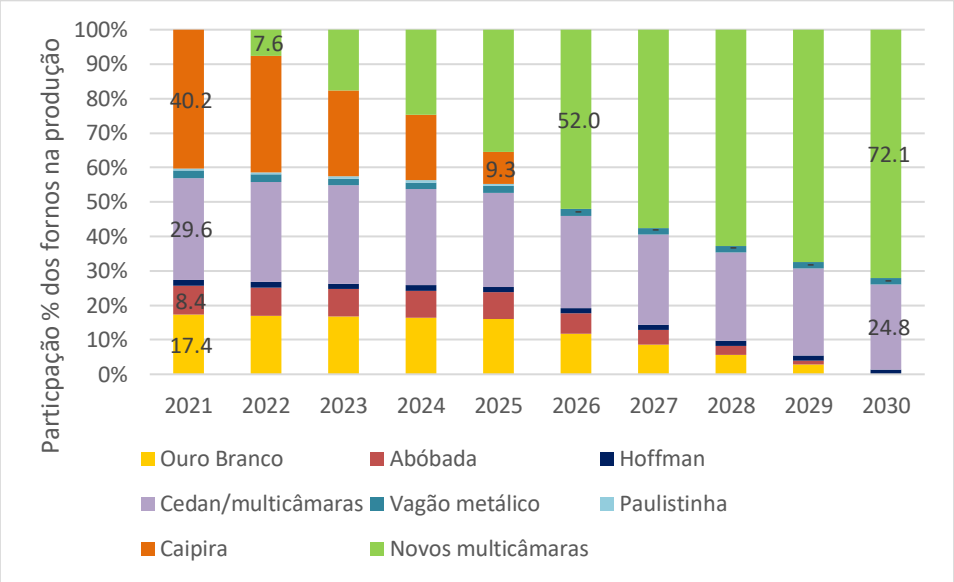


Figura 1 – Trajetória da participação dos fornos na produção no Seridó no cenário B

3.5 Resultados e Impactos Econômicos - Financeiros – Cenário B

Os valores financeiros estão atrelados às produções suprimidas dos fornos antigos e seguem a trajetória de implantação dos novos fornos detalhada anteriormente. No todo, a contabilidade aqui realizada envolveria no mínimo 30 empresas já estabelecidas e consideram os preços praticados em 2021.

Os montantes são apreciáveis para o grupo de empresas, somando perto de R$ 10 milhões em 2022, que abarcam uma quantidade menor de produtores, e chegam a R$ 115 milhões em 2030. Deve-se lembrar ainda que os montantes financeiros específicos referentes ao aumento da produção são bastante conservadores, pois o limitaram em 50% com os novos fornos multicâmaras, percentual que na realidade pode ser superior. Mesmo assim, esses ganhos com o aumento da produção chegam a representar 71% das receitas totais em 2030 para o grupo das empresas envolvidas.

No caso da economia de lenha, estima-se que possam ser poupados cerca de 111.343 m^3 st em 2030, volume equivalente a cerca de 1.207 hectares.

4. CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

O estudo aqui desenvolvido apresenta as perspectivas da implementação de medidas de eficiência energética no médio prazo na produção de cerâmica vermelha na região do Seridó, notadamente de fornos mais eficientes e econômicos. Entende-se que o tema do uso eficiente de energia constitui um instrumento essencial para tornar o polo produtor mais produtivo e competitivo, condições indispensáveis para sua sustentabilidade econômica, social e ambiental.

A pesquisa realizada revelou que ainda estão em operação mais de uma centena de fornos antigos do tipo caipira, que representam perto de 40% da produção total da região. Propõe-se a substituição desses fornos por modelos mais eficientes e modernos, como os fornos multicâmaras ou outros tipos equivalentes. Estes equipamentos representam exatamente o oposto dos antigos fornos, e se apresentam como uma das opções mais viáveis por atenderem questões mercadológicas, econômicas, capacidade de produção, qualidade, normas ambientais e eficiência energética.

Importante observar que os investimentos necessários são expressivos para as empresas, mas podem ser recuperados a curto prazo. O resultado econômico positivo provém basicamente de quatro fatores: economia de lenha, que se situa em cerca de 28%; redução de perdas na produção, que passariam de 15% na média para 2%; aumento de 30 pontos percentuais na proporção de peças de primeira qualidade, e a possibilidade de aumento da produção, que poderia ser pelo menos 50% superior aos níveis atuais.

A economia de lenha tem um aspecto relevante para o meio ambiente, pois esses novos fornos podem eliminar completamente as emissões atmosféricas poluentes, melhorando as condições ambientais nas próprias fábricas e no seu entorno; e também, na medida que a demanda de lenha se reduz, a pressão sobre as matas nativas é minimizada, trazendo inúmeros benefícios socioambientais.

A simulação de cenários para 2030, contemplando trajetórias da troca completa de todos os fornos caipira e também dos demais modelos que deverão

perder competitividade dentro de alguns anos, indicou que em 2030 a região contaria somente com fornos do tipo multicâmaras, incluindo alguns desses modelos já em operação, como os fornos Hoffmann por exemplo. No cenário mais provável, que incorpora um aumento na produção de 2% ao ano, quando a região atingiria cerca de 90 milhões de peças/mês em 2030, seriam introduzidos em torno de 34 novos fornos mais eficientes, o que aparenta ser factível e que pode ser estimulado.

Conclui-se, portanto, que a atualização tecnológica do setor na região pode ser conseguida através da eficiência energética, como também esta ferramenta deve ganhar importância ainda maior proximamente por todas as questões mencionadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADESE/GTZ, 2008. Diagnóstico do uso da lenha nas atividades agroindustriais do território do Seridó / RN. Agência de Desenvolvimento Sustentável do Seridó (ADESE) - Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Caicó.

HENRIQUES JR., M., SCHWOB, M., RODRIGUES, J. A., 2015. Manual de fornos eficientes para indústria de cerâmica vermelha, 2ª. edição, INT/MCTIC, Rio de Janeiro, 80p.

INT/MCTI, 2021. Eficiência energética nos arranjos produtivos locais (APL) do setor de cerâmica vermelha na região do Seridó dos estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba - linha de base 2020. Instituto Nacional de Tecnologia (INT), Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI), Rio de Janeiro, 2021.

INT/MCTIC, 2017. Cerâmica Vermelha - Projeto EELA no Brasil, Rio de Janeiro/RJ, 135p.

MMA, 2018. Biomassa para energia no Nordeste: atualidade e perspectivas / Ministério do Meio Ambiente, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – Brasília, DF. Disponível em

https://www.florestal.gov.br/documentos/publicacoes/1799-guia-de-financiamento-florestal-2016/file. Acesso em 29 out 2021.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA RESIDENCIAL, UMA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Roney das Mercês Cerqueira[1]; Rafael de Almeida Santos[1]; Gabriele Costa Gonçalves[1]; Luiz Henrique Santos Silva[1]; Consuelo Cristina Gomes Silva[1]

[1]*Universidade Federal do Recôncavo da Bahia*

RESUMO

O uso da eletricidade tem crescido em diversas atividades dos setores residenciais, comerciais e industriais, suscitando a necessidade de se fazer uso de fontes renováveis de energia para suprir o aumento desse consumo. Como alternativa para aprimorar a maneira de utilização da eletricidade, redução dos impactos ambientais e desperdícios dos sistemas de potência, surgiu o conceito de eficiência energética, onde é necessário enfrentar desafios sociais, econômicos e culturais para que haja melhor aproveitamento. Neste trabalho, foi realizado um estudo comparativo referente à eficiência energética de uma residência situada na cidade de Feira de Santana, Bahia, através de um levantamento quantitativo e qualitativo dos aparelhos elétricos e eletrônicos de uso doméstico existentes, além de analises de consumo, a fim de verificar seu comportamento e elaborar alternativas para uma melhor adequação em termos de eficiência energética. Com isso, foi elaborado dois cenários, um baseado na redução temporal e extinção de alguns equipamentos domésticos e outro na geração distribuída com células fotovoltaicas. Ao final deste estudo, concluiu-se que, além de investimentos em fontes renováveis e a adoção de novos comportamentos de consumo de energia, foi possível obter um melhor aproveitamento energético, suficiente para redução de valores nas faturas de energias, mostrando-se viável economicamente.

Palavras-chave: Eficiência energética residencial; Viabilidade econômica; Fontes renováveis; Tempo de uso.

ABSTRACT

The use of electricity has grown in various activities in the residential, commercial and industrial sectors, raising the need to make use of renewable energy sources to meet the increase in this consumption. As an alternative to improve a way of using electricity, where environmental costs and the best use of energy efficiency, the concept of energy efficiency arises, where ecological systems are necessary for its use. In this work, a comparative study was carried out regarding the energy efficiency of a residence located in the city of Feira de Santana, Bahia, through a quantitative and qualitative survey of existing electrical and electronic devices for domestic use, as well as analysis of consumption, in order to to verify their behavior and develop alternatives for a better adaptation in terms of energy efficiency. With this, two scenarios were developed, one based on the temporal reduction and extinction of some domestic equipment and another on distributed generation with photovoltaic cells. At the end of this study, it was concluded that, in addition to investments in renewable sources and the adoption of new energy consumption behaviors, it was possible to obtain a better energy use, sufficient to reduce values in energy bills, proving to be economically viable.

Keywords: Residential energy efficiency; Economic viability; Renewable sources; Usage time.

1. INTRODUÇÃO

A eletricidade está crescendo a sua utilização em diversas atividades dos setores residenciais, comerciais e industriais. Por conta desse crescimento, surgiu-se a necessidade de se fazer uso de novas fontes de energia, principalmente o uso de fontes renováveis, a fim de suprir o aumento desse consumo. Assim, surgiu o conceito de eficiência energética, como alternativa para melhorar a forma como utilizamos a eletricidade, reduzindo os desperdícios dos sistemas e aumentando os rendimentos dos equipamentos elétricos (ONS, 2019).

Existem diferentes definições de eficiência energética, uma delas define que a eficiência energética pode ser entendida como um atributo inerente à

edificação representante do seu potencial em possibilitar conforto térmico, visual e acústico aos usuários com baixo consumo de energia. (LAMBERTS et al, 2014). E outra definição é que a eficiência energética é chave para assegurar a segurança, confiabilidade, viabilidade e um sistema energeticamente sustentável para o futuro.

O consumo de energia elétrica residencial tem impacto significativo da geração de energia elétrica do país. De acordo com a projeção da demanda de energia elétrica 2017-2026 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica residencial tem impacto significativo na geração de energia elétrica do país, estimado para 29,7% em 2026 e que em 2018 os consumidores residenciais foram responsáveis por aproximadamente 28% de toda a energia consumida no Brasil (EPE, 2017). Já para a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) aproximadamente 8% de toda energia gerada entre 2000 e 2016 corresponde às perdas elétricas da ineficiência energética de instalações elétricas e seus equipamentos (ABRADEE, 2017).

Existem muitos desafios para que haja um melhor aproveitamento energético, os quais na maioria das vezes perpassam desde as questões sociais e econômicas até as questões culturais que envolvem hábitos de mau uso da própria energia elétrica principalmente no setor residencial. Um dos principais desafios é a implantação dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no Plano Nacional de Energia (PNE) 2050, cujo objetivo é usar novas tecnologias para atingir um ideal de geração e distribuição de energia.

Por outro lado, existem medidas que colaboram para a questão da eficiência energética, como o avanço da tecnológico onde desenvolvem dispositivos embarcados em aparelhos elétricos, com objetivo de obter melhor eficiência e reduzir o consumo de energia. Baseados nessa tecnologia, foram desenvolvidos o sistema “inverter”, utilizado em equipamentos com motores onde tem sua tensão, corrente e frequência regulada (MARRA, 2000) e o LED - *Light emitter diode* que é um componente eletrônico semicondutor, ou seja, um

diodo emissor de luz, mesma tecnologia utilizada nos chips dos computadores, que tem a propriedade de transformar energia elétrica em luz (SANTOS, 2015).

No presente trabalho, foi realizado um estudo comparativo referente ao consumo de uma residência situada na cidade de Feira de Santana, Bahia, através de um levantamento quantitativo e qualitativo dos aparelhos elétricos existentes na casa. Foram realizadas análises de gráficos do consumo médio mensal para os anos de 2020 e 2021, com base nos dados fornecidos pela concessionária de energia elétrica, a fim de verificar o comportamento do consumo e elaborar alternativas para uma melhor adequação em termos de eficiência energética, Assim, foi elaborado dois cenários, um baseado na redução temporal e extinção de alguns equipamentos domésticos e outro na geração distribuída com células fotovoltaicas, e assim, verificar que estas intervenções foram viáveis economicamente.

2. METODOLOGIA

O presente trabalho tem como proposta metodológica um estudo comparativo referente à eficiência energética residencial. O objeto de estudo, foi uma residência com dois moradores, situada na Rua Jandaia, Condomínio Solar das Gaivotas, casa 19, localizada no bairro Parque Ipê, na cidade de Feira de Santana, Bahia com coordenadas de -12,213379, -38,956801 de acordo com o GOOGLE MAPS.

Foram realizados vários procedimentos para verificar o que poderia ser adequado ou implementado em termos de eficiência energética, como:

- Levantamento quantitativo e qualitativo dos aparelhos elétricos da residência estudada, relacionando os 65 equipamentos mais utilizados na residência com tempo de uso;
- Tratamento dos dados;
- Verificação das instalações elétricas da residência estudada baseado na Norma Brasileira 5410 (NBR 5410);

- Criação de um cenário com nova propostas de consumo levando em consideração redução temporal de uso dos equipamentos elétricos e extinção de outros;
- Criação de um cenário com levando em consideração a geração distribuída através de energia solar, conectada à rede em sistema *on-grid*;
- Analise e comparação entre dois cenários sugeridos e o consumo antes das implementações.

Os dados de consumo utilizados neste trabalho foram obtidos da faturas mensais dos anos de 2020 e 2021 da COELBA – Companhia Elétrica da Bahia pertencente ao grupo NEOENERGIA. Os dados foram tratados na planilha eletrônica Microsoft Excel, software que possui ferramentas adequadas para executar operações numéricas e confecção de gráficos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O local utilizado para a análise é uma residência, a qual possui dois residentes, com um consumo médio mensal de energia na ordem de 234,86 Quilowatt-hora por mês. O total de equipamentos elétricos contabilizados foram 65, em que diariamente somam-se mais de 70 horas ligados diariamente, demandando uma potência total de 30.916 Watts como pode ser observado na tabela 1.

Tabela 1 – Relação de dispositivos eletro/eletrônicos da residência com consumo real

	QTD	POTENCIA (W)	HORAS (H)	DIAS	POTENCIA TOTAL (kWh/mês)	REDE (V)	SEÇÃO (mm²)
Quarto 1							
Lampada LED Principal	1	18	2	30	1,08	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	2	30	0,54	127	1,5
Televisão	1	135	2	30	8,1	127	2,5
Ar condicionado	1	610	3	30	54,9	220	4,0
Ventilador	1	126	8	30	30,24	127	2,5
Banheiro 1							
Lampada LED Principal	1	15	1,5	30	0,675	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	1,5	30	0,405	127	1,5

Chuveiro Elétrico	1	4000	0,15	15	9	220	6,0
Quarto 2							
Lampada LED Principal	1	18	6	30	3,24	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	6	30	1,62	127	1,5
Note Book	1	65	11	30	21,45	127	2,5
Banheiro 2							
Lampada LED Principal	1	15	0,1	1	0,0015	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	2	3	0	1	0	127	1,5
Chuveiro Elétrico	1	4000	0	0	0	220	6,0
Quarto 3							
Lampada LED Principal	1	18	0,5	30	0,27	127	1,5
Banheiro 3							
Lampada LED Principal	1	18	0,2	30	0,108	127	1,5
Chuveiro Elétrico	1	4000	0,15	15	9	220	6,0
Sala 1							
Lampada LED Principal	2	18	0,1	10	0,036	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	4	3	0,1	10	0,012	127	1,5
Sala 2							
Lampada LED Principal	2	18	0,1	10	0,036	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	11	3	0,1	10	0,033	127	1,5
Cozinha							
Lampada LED Principal	4	15	4	30	7,2	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	2	30	0,54	127	1,5
Forno Elétrico	1	2050	1	5	10,25	220	6,0
Fogão Indução	1	7500	0,15	20	22,5	127	6,0
Coifa	1	238	0,1	5	0,119	220	2,5
Geladeira	1	75	12	30	27	127	2,5
Televisão	1	120	2	20	4,8	127	2,5
Cafeteira	1	1100	0	30	0	127	2,5
Liquidificador	1	635	0,05	10	0,3175	127	2,5
Sanduicheira	1	640	0,1	8	0,512	127	2,5
Quintal							
Lampada LED principal	2	18	1	30	1,08	127	1,5
Lampada LED auxiliar	2	30	1	30	1,8	127	1,5
Máquina de Lavar	1	1200	2	4	9,6	127	1,5
Forno Elétrico	1	2800	0,5	5	7	127	4,0
Airfryer	1	1400	0,2	5	1,4	127	4,0
TOTAL	**65**	**30916**	**70,6**	**-**	**234,86**	**-**	**-**

A partir da tabela 1 (próprio autor, 2022), observou-se que o ar-condicionado e o ventilador foram responsáveis por 36% do consumo de energia elétrica, revelando um consumo de 54,9 e 30,24 kWh/mês respectivamente e

que os três equipamentos que apresentaram uso bastante significativo foram o Note book, o fogão de indução e a geladeira, com 21,45, 22,5 e 27 kWh/mês respectivamente, superando o chuveiro elétrico, que na maioria dos casos é considerado o equipamento que mais onera nas contas mensais de energia elétrica, o qual foi contabilizado aqui com consumo mensal de 18 kWh/mês.

Foi possível destacar também alguns equipamentos com consumo significativo no cotidiano dos pesquisados, como a televisão, o forno elétrico e a máquina de lavar, onde foram identificados com uma demanda de energia elétrica mensal de 8,1, 10,25 e 9,6 kWh/mês respectivamente.

A partir do modelo de consumo da residência estudada, apresentado na tabela 1, foi possível relacionar seu comportamento baseado no consumo mensal no intervalo de dois anos (2020-2021) com dados fornecidos pela concessionária de energia elétrica apresentados na tabela 2, em termos financeiros, possui uma tarifa de R$ 0,88 (oitenta e oito centavos) por cada kWh de consumo ativo incluindo impostos como PIS, ICMS e COFINS. Assim, desconsiderando bandeira tarifária e contribuição com iluminação pública, o gasto mensal com energia elétrica da residência estudada foram de R$ 196,38 (cento e noventa e seis reais e trinta e oito centavos) para o ano de 2020 e de R$ 206,67 (duzentos e seis reais e sessenta e sete centavos) para o ano de 2021.

Tabela 2 – Consumo mensal 2020 e 2021

MÊS	2020 (kWh*mês)	2021 (kWh*mês)
Jan	249	292
Fev	227	257
Mar	255	264
Abr	231	274
Mai	232	198
Jun	191	204
Jul	194	209
Ago	190	203
Set	209	183
Out	199	224
Nov	324	260
Dez	272	262
Média Anual	**223,1667**	**235,8333**

De acordo com a tabela 2 (COELBA, 2020/2021) que contém o consumo mensal para os anos de 2020 e 2021 extraídos da plataforma da COELBA, foi possível observar que os meses de maior consumo foram os meses de novembro, dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril, períodos com temperaturas mais elevadas durante o ano, típico para a cidade de Feira de Santana, o que implica em maior tempo de uso do ar-condicionado e ventilador. Nos meses mais frios, compreendido entre maio e outubro, o uso do chuveiro elétrico tem impacto significativo sobre o consumo mensal. Observou-se também que a média anual para 2020 foi de 223,12 kWh/mês enquanto o ano de 2021 a média anual foi de 235,83 kWh/mês, pouco mais de 12 kWh/mês em relação ao ano anterior.

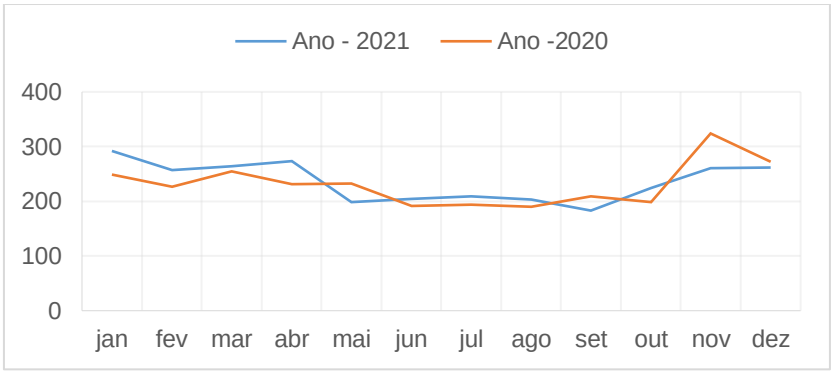


Figura 1 – Consumo mensal 2020 x 2021

Como pode ser observado na figura 1, além de representar graficamente com maior clareza os dados extraídos da tabela 01, foi possível notar o comportamento do gráfico condicionado às estações do ano, sendo que no verão o consumo de energia é maior que no inverno. Apesar do ano de 2021 ter apresentado maior média de consumo em relação ao ano de 2020.

Baseado nos dados reais de consumo diário, como constatado na tabela 1 e nos dados extraídos da concessionária de energia e apresentados na tabela 2 foi possível criar um cenário de consumo realizando intervenções a fim de promover a eficiência energética através da redução do consumo de energia elétrica.

Tabela 3 – Dispositivos eletro/eletrônicos da residência com ajuste para redução de consumo

	QTD	POTENCIA (W)	HORAS (H)	DIAS	POTENCIA TOTAL (kWh/mês)	REDE (V)	SEÇÃO (mm²)
Quarto 1							
Lampada LED Principal	1	18	1,5	30	0,81	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	0	30	0	127	1,5
Televisão	1	135	2	30	8,1	127	2,5
Ar condicionado	1	610	2,5	30	45,75	220	4,0
Ventilador	1	126	6	30	22,68	127	2,5
Banheiro 1							
Lampada LED Principal	1	15	1	30	0,45	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	0	30	0	127	1,5
Chuveiro Elétrico	1	4000	0,1	15	6	220	6,0
Quarto 2							
Lampada LED Principal	1	18	4	30	2,16	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	0	30	0	127	1,5
Note Book	1	65	9	30	17,55	127	2,5
Banheiro 2							
Lampada LED Principal	1	15	0,1	1	0,0015	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	2	3	0	1	0	127	1,5
Chuveiro Elétrico	1	4000	0	0	0	220	6,0
Quarto 3							
Lampada LED Principal	1	18	0,5	30	0,27	127	1,5
Banheiro 3							
Lampada LED Principal	1	18	0,2	30	0,108	127	1,5
Chuveiro Elétrico	1	4000	0,1	15	6	220	6,0
Sala 1							
Lampada LED Principal	2	18	0,1	10	0,036	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	4	3	0	10	0	127	1,5
Sala 2							
Lampada LED Principal	2	18	0,1	10	0,036	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	11	3	0	10	0	127	1,5
Cozinha							
Lampada LED Principal	4	15	4	30	7,2	127	1,5
Lampada LED Auxiliar	3	3	0	30	0	127	1,5
Forno Elétrico	1	2050	1	5	10,25	220	6,0
Fogão Indução	1	7500	0,15	20	22,5	127	6,0
Coifa	1	238	0,1	5	0,119	220	2,5
Geladeira	1	75	12	30	27	127	2,5

Televisão	1	120	2	20	4,8	127	2,5
Cafeteira	1	1100	0	30	0	127	2,5
Liquidificador	1	635	0,05	10	0,3175	127	2,5
Sanduicheira	1	640	0,1	8	0,512	127	2,5
Quintal							
Lampada LED principal	2	18	0	30	0	127	1,5
Lampada LED auxiliar	2	30	1	30	1,8	127	1,5
Máquina de Lavar	1	1200	2	3	7,2	127	1,5
Forno Elétrico	1	2800	0,5	5	7	127	4,0
Airfryer	1	1400	0,2	5	1,4	127	4,0
TOTAL	65	30916	50,3	-	200,05	-	-

A tabela 3 (próprio autor, 2022), apresenta as intervenções feitas com o objetivo de reduzir o consumo de energia com base na redução temporal de uso de equipamentos domésticos e extinção de usos de aparelhos desnecessários. Com a nova proposta, foi evidente notar que houve uma redução de aproximadamente 34 kWh/mês em relação ao consumo real, uma vez que, a tabela 1 apresentou um consumo real de 234, 86 kWh/mês enquanto a proposta sugerida apresentou o consumo de 200, 05 kWh/mês. Em termos monetários, uma economia de R$ 30,62 (trinta reais e sessenta e dois centavos), ou seja, uma queda de 14,5% no valor da conta mensal.

As intervenções mais significativas apresentada na tabela 3, destacou-se a proposta de redução 30 minutos de uso diário do ar-condicionado e redução 02 horas do ventilador, essa medida trouxe uma econômica de 16,7 kWh/mês. Outras medidas importante adotadas, ficaram constatadas na redução do tempo do banho de 9 para 6 minutos, totalizando 6 kWh/mês a menos em relação ao consumo real e o uso do note book em 2 horas a menos, o que significou uma economia de 3,9 kWh/mês.

Como medida para extinção de aparelhos desnecessários, foram relacionadas 29 lâmpadas de LED auxiliares. A extinção dessas lâmpadas se justifica na condição de serem lâmpadas decorativas de 3 watts de potência, e não contribuir significativamente para a iluminação do ambiente. Assim, abrir mão de usá-las, promoveu uma redução de 4,3 kWh/mês no consumo.

Outra medida sugerida, que traria contribuição importante para a redução do consumo e um melhor aproveitamento energético, estaria na verificação e análise das instalações elétricas. De acordo com as análises feitas na residência, foi possível verificar que as instalações da rede elétrica se encontravam nos padrões estabelecidos pela tabela 36 NBR 5410, que regulamenta as seções nominais em mm² dos condutores elétricos. Nesse sentido foi verificado que o imóvel possui um sistema bifásico, com consumo mínimo de 50 kWh/mês estabelecido pela concessionária, com quadro de distribuição totalizando 14 sistemas independentes de distribuição interna, sendo nove para rede 127V e cinco para a rede 220V. E como sistema de segurança da rede elétrica, foram verificados a existência de 6 aterramentos, chuveiros elétricos compatíveis com interruptor diferencial residual (IDR), 01 IDR bipolar para rede 127V e 01 IDR tetrapolar para rede 220V.

Como critério para atingir um melhor aproveitamento energético, foi sugerido a instalação de um sistema fotovoltaico, o qual elimina uma cadeia de desperdício de energia, desde a geração até a distribuição. Neste sentido pode-se verificar que a casa possui um sistema *on-grid* de geração distribuída de energia fotovoltaica de 3,15 Quilowatt, gerando mensalmente uma média de 330 Quilowatt-hora por mês.

4. CONCLUSÃO

Com este trabalho, pode-se concluir que a partir das intervenções de eficiência energética feitas, foi possível alcançar resultados significativos. Uma vez que, a residência estudada já contava com projetos de eficiência energética, mesmo assim, foi possível melhorar o modelo de consumo, reduzindo a demanda por energia elétrica e consequentemente redução do valor mensal.

A economia de R$ 30,62 (trinta reais e sessenta e dois centavos) por mês, promovida a partir da primeira intervenção sugerida, revelou ser uma valor significativo a longo prazo, R$ 367,44 (trezentos e sessenta e sete reais e quarenta e quatro centavos) por ano, que pode ser investido em equipamentos

mais eficientes, como a adesão de aparelhos com tecnologia inverter, sendo os mais comuns o aparelhos de ar-condicionado e a geladeira.

Associado às mudanças de hábitos no consumo de energia elétricas, a geração de energia solar, também demonstrou uma solução bastante viável. Com bases nos dados extraídos na presente pesquisa, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico garante à residência um excedente de aproximadamente 100 kWh/mês, já que a produção mensal está estimada em 330 kWh/mês e sua média de consumo mensal é 234 kWh/mês. Porém se considerar a média de consumo mensal de 200 kWh/mês referente as novas propostas de consumo, os residentes terão um excedente de aproximadamente 130 kWh/mês, que pode ser acumulado e utilizado no prazo de 5 anos.

Financeiramente, os proprietários tem uma economia com sistema solar de aproximadamente R$ 161,00 por mês, contabilizando uma economia próximo de 2 mil reais anual, suficiente para cobrir os investimentos com o sistema de energia solar no período de 8 anos, salientando que esse modelo sustentável de geração de energia tem 25 anos de vida útil, o que torna o projeto com excelente viabilidade econômica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. Setor elétrico. Disponível em: <http://abradee03.org/sendi2016/wp-content/uploads/2016/12/4165.pdf>. Acesso em 15 mar. 2022.

EPE. Consumo de energia elétrica. 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/consumo-de-energia-el%C3%A9trica>. Acesso em 16 mar. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Energy efficiency. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/energyefficiency/> Acesso em: 15 mar. 2022.

LAMBERTS, Roberto; DUTRA, Luciano; PEREIRA, Fernando. Eficiência Energética na Arquitetura. [3.ed.] PROCEL, ELETROBRAS, MME. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:

<https://labeee.ufsc.br/sites/default/files/apostilas/eficiencia_energetica_na_arquitetura.pdf >. Acesso em: 15 mar. 2022.

MARRA, Enes Gonçalves; POMILIO, José Antenor. Sistemas de geração baseados em gerador de indução operando com tensão regulada e freqüência constante. SBA Controle & Automação Vol. 11 no. 01 / Jan., Fev., Mar, Abril de 2000. Disponível em: <https://www.sba.org.br/revista/vol11/v11a258.pdf>. Acesso em 13 mar. 2022.

ONS. Histórico da operação. Disponível em: <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx>. Acesso em 13 mar. 2022.

SANTOS, Talía Simões dos et al. Análise da eficiência energética, ambiental e econômica entre lâmpadas de LED e convencionais. Engenharia Sanitaria e Ambiental [online]. 2015, v. 20, n. 4 [Acessado 5 Junho 2022], pp. 595-602. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S1413-41522015020040125106>. Epub Oct-Dec 2015. ISSN 1809-4457. https://doi.org/10.1590/S1413-41522015020040125106.

EMISSÃO VEICULAR NAS REGIÕES METROPOLITANAS DE SÃO PAULO E DE CAMPINAS

Vitória Souza Diniz[1]; Sarah Vilela Gimenes da Silva[1]; Ludmila Mello de Amorim[1]; Dominique Mouette[1]; Flávia Noronha Dutra Ribeiro[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

O setor de transportes rodoviários é caracterizado por sua contribuição significativa para a poluição atmosférica e aquecimento global, devido a emissão de gases poluentes provenientes da queima de combustíveis, sobretudo, os fósseis. Em regiões metropolitanas especificamente, é possível observar um crescimento populacional acelerado acompanhado pelo crescimento da frota de veículos, de modo que a exposição da população e do meio ambiente a altas emissões veiculares se torna inevitável. Dessa maneira, este artigo tem como finalidade analisar a distribuição espacial da emissão veicular de poluentes atmosféricos pela rede viária das Regiões Metropolitana de São Paulo (RMSP) e de Campinas (RMC). As duas áreas de estudos foram determinadas por se configurarem como conglomerados urbanos e possuírem uma participação econômica importante para o estado de São Paulo. Após a distribuição das emissões no sistema viário a partir do uso de dois softwares, Qgis e Surrogate Tools, e dados da CETESB e do OpenStreetMaps, pretende-se realizar uma análise do mapeamento das porcentagens de emissão veicular, que pode ser utilizada em tomadas de decisão em questões ambientais e de saúde pública.

Palavras-chave: Distribuição Espacial; Emissão Veicular; Poluição Atmosférica.

ABSTRACT

The road transport sector is characterized by its significant contribution to atmospheric pollution and global warming, due to the emission of polluting gases from the burning of fuels, especially fossil fuels. In metropolitan regions specifically, it is possible to observe an accelerated population growth

accompanied by the growth of the vehicle fleet, so that the exposure of the population and the environment to high vehicular emissions becomes inevitable. Thus, this article aims to analyze the spatial distribution of vehicular emission of atmospheric pollutants by the road network of the Metropolitan Regions of São Paulo (RMSP) and Campinas (RMC). The study areas were determined by being configured as urban conglomerates and having an important economic participation for the state of São Paulo. After the distribution of emissions in the road system using two software, Qgis and Surrogate Tools, and data from CETESB and OpenStreetMaps, it is intended to carry out an analysis of the mapping of vehicle emission percentages, which can be used in decision on environmental and public health issues.

Keywords: Spatial distribution; Vehicle Emission; Atmospheric pollution.

1. INTRODUÇÃO

As Regiões Metropolitanas são conjuntos de municípios que compartilham limites em comum, executam funções públicas e se auxiliam para a solução de problemas, sendo implementadas por meio de leis complementares estaduais, segundo o glossário do IBGE (2010). Nessas regiões metropolitanas há um constante e intenso crescimento populacional, bem como a necessidade de maior circulação e mobilidade dentro dos espaços municipais. Assim, há um aumento tanto no desenvolvimento econômico das regiões, como também nas frotas veiculares nesses espaços e, consequentemente, na maior emissão de gases poluentes no meio ambiente, além de outros fatores prejudiciais ao ambiente, como a poluição sonora.

As emissões veiculares ocorrem devido a queima de combustíveis nos motores à combustão interna dos veículos rodoviários, que incluem automóveis, ônibus, caminhões e motos, e ocorrem em concentrações altas principalmente devido ao elevado uso de combustíveis fósseis. Dessa forma, os transportes rodoviários se tornam responsáveis por pelo menos 90% das emissões de gases poluentes e do dióxido de carbono (CO_2), segundo o 1º Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários (MMA, 2011). As

concentrações de poluentes se encontram em níveis muito superiores ao padrão aceito pela OMS, de modo que, 90% da população mundial é prejudicada pela poluição. (CETESB, 2019)

A Resolução Nº 491 do CONAMA (2018) define o poluente como uma forma de matéria que está na atmosfera em certa quantidade, concentração, tempo ou outras formas e que possa tornar o ar inadequado ou mesmo nocivo à saúde, prejudicando o bem-estar público, sendo danoso aos materiais, à biota ou à segurança.

Nas grandes cidades e regiões metropolitanas as emissões são compostas principalmente por gases como o monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), hidrocarbonetos (HC) e hidrocarbonetos não metanos (NMHC), óxidos de enxofre (SO_x), material particulado (MP), compostos orgânicos voláteis (COVs), ozônio (O_3), entre outros.

Conforme o Relatório de Emissões Veiculares da CETESB (2019), o Estado de São Paulo detém aproximadamente 40% da frota automotiva do país, e em 2019 sua frota era composta por 15,4 milhões de veículos, sendo deste valor 10,4 milhões automóveis, 1,9 milhões comerciais leves, 560 mil ônibus e caminhões e 2,5 milhões de motocicletas.

Considerando a Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), são mais de 7 milhões de veículos, ou seja, quase a metade do total do Estado e na Região Metropolitana de Campinas (RMC) são aproximadamente 1 milhão de veículos. Ainda no relatório de emissões de 2019, o cálculo de emissão de CO no estado foi de 299 mil toneladas, bem como 63 mil de NMHC, 165 mil de NO_x, 4,2 mil de MP, 2,2 mil de SO_2 e 1,9 mil de aldeídos. Dentre esses poluentes, os automóveis foram os maiores emissores de CO e de NMHC, já os caminhões foram os maiores emissores de MP, NO_x e SO_2 distribuídos em vias expressas, articuladas e residenciais.

2. OBJETIVO

Este artigo tem como finalidade analisar a emissão veicular de poluentes atmosféricos e sua distribuição espacial pela rede viária das Regiões Metropolitanas de São Paulo (RMSP) e de Campinas (RMC).

3. METODOLOGIA

O sistema viário das regiões foi obtido da plataforma Open Street Map (https://www.openstreetmap.org) e foi classificado em três tipos de vias: expressas (vias urbanas e rodovias), arteriais e residenciais/locais. Considerou-se que os veículos apenas emitem poluentes nas vias em que circulam. As vias formam uma camada vetorial com elementos do tipo linha. Os tipos de veículos foram categorizados em leves (light duty), que compreendem veículos de passageiros, comerciais leves e motocicletas, e circulam nas três vias; pesados (heavy duty), que compreendem caminhões (não circulam nas vias locais); ônibus do sistema de transporte público (não circulam em vias expressas) e ônibus rodoviários (incluem fretados e apenas circulam nas expressas). Para estimar as emissões de cada poluente em cada tipo de via ($E_{via,p}$) foi utilizada a equação proposta (Eq. 1):

$$E_{via,p} = \sum_y E_{py} . (A_v . A_T^{-1}) \quad (1)$$

Onde: E_{py} = Emissão em tonelada curta (*short ton* = 0,91 tonelada) do poluente *p* emitido pelo tipo de veículo *y*; A_v = Área em m^2 da via estudada; A_T = Área total em m^2 das vias onde a categoria do veículo circula, sendo que a área das vias é o produto da largura e do comprimento de cada via. O comprimento de cada via foi obtido através do Qgis (https://qgis.org) com shapefiles do OpenStreetMap. A largura foi estimada como 5 m para residenciais, 18 m para arteriais e 32 m para expressas, baseadas em informações sobre zoneamento e planejamento urbano de diferentes municípios (https://portaldosmunicipios.pr.gov.br/municipio/311/documento/1609, acesso em 24/03/2022).

A emissão (E_{py}) foi obtida do inventário de emissões veiculares da CETESB para 2018 (CETESB, 2019) e os poluentes considerados são: monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_X), material particulado inalável (MP), dióxido de enxofre (SO_2) e compostos orgânicos voláteis (COVs). Para distribuição espacial, foi usado o software Surrogate Tools (https://www.cmascenter.org/surrogate_tools_db/), o qual divide a área de estudo em células de grade e distribui as emissões com base no comprimento de cada tipo de via em cada célula. Para esse estudo, foram usadas células de 1x1 km. O resultado é a porcentagem da emissão total que será atribuída a cada célula. Dessa forma, as vias são usadas para determinar a distribuição espacial da emissão veicular.

4. RESULTADOS

Os resultados obtidos estão apresentados na presente seção e tratam-se de tabelas e mapas de distribuição das emissões pelas regiões estudadas. A partir dos quadros e 1 e 2, que apresentam dados da emissão veicular estimada pela CETESB (2018) e distribuída pelo tipo de veículos, é possível dizer que a categoria de veículos que mais emite poluentes é a de veículos leves (light duty), representando a contribuição do uso de transportes individuais frente a transportes públicos para a poluição atmosférica.

No que diz respeito ao poluente mais emitido, nas duas regiões o CO apresenta-se como predominante, contudo, também se destaca a contribuição de NOx emitido por veículos pesados (heavy duty), principalmente quando se compara com a quantidade emitida por outras categorias de veículos. A frota veicular da RMSP de 7 milhões de veículos é superior à frota da RMC com 1 milhão de veículos, por consequência, a contribuição de emissão total para o estado de São Paulo é de 34,76% e 8,28% respectivamente para cada região.

Quadro 1 – Emissão (em short ton) veicular estimada na RMSP (2018)

	Light duty	Heavy duty	Ônibus de linha	Ônibus rodoviário	Total	% referente ao estado
CO	120.077,94	4.074,14	2.152,81	401,24	126.706,13	36,51%
NO_x	14.530,65	20.146,92	10.812,56	2.393,12	47.883,24	29,41%
MP	250,22	650,36	277,78	57,32	1.235,69	28,81%
SO_2	321,87	735,24	13,23	65,04	1.135,38	23,67%
COV	27.629,40	870,82	417,78	102,51	29.020,52	39,40%
Total	162.810,08	26.477,49	13.674,16	3.019,23	205.980,95	34,76%

Fonte: quadro elaborado com base nos dados do Relatório de Emissão Veicular da CETESB 2018

Quadro 2 - Emissão (em short ton) veicular estimada na RMC (2018)

	Light duty	Heavy duty	Ônibus de linha	Ônibus rodoviário	Total	% referente ao estado
CO	27.081,55	1.593,94	381,40	81,57	29.138,46	8,40%
NO_x	2.951,99	7.635,70	1.894,87	504,86	12.987,42	7,98%
MP	49,60	212,75	47,40	9,92	319,67	7,45%
SO_2	56,66	304,24	2,49	16,53	379,92	7,92%
COV	5.835,63	298,73	72,75	18,74	6.225,85	8,45%
Total	35.975,43	10.045,35	2.398,91	631,62	49.051,32	8,28%

Fonte: quadro elaborado com base nos dados do Relatório de Emissão Veicular da CETESB 2018

Como pode ser visto nos quadros 3 e 4, a emissão veicular nas vias determinadas de cada região do estudo é predominantemente constituída pelo CO, de modo que, tal poluente evidencia-se como principal poluente proveniente da atividade veicular. As vias arteriais apresentam um valor superior de poluição em relação às vias locais para os poluentes emitidos principalmente aqueles oriundos do uso do óleo Diesel (NO_x, MP e SO_2), isto se deve ao fato das vias locais apresentarem uma intensa movimentação de veículos leves, mas uma movimentação de veículos pesados quase irrelevante. Assim, pelo fato de

circularem veículos leves, pesados e ônibus de linha, as vias arteriais se tornam as maiores contribuidoras para a poluição.

Quadro 3 - Emissão (em short ton) veicular nas vias da RMSP

	Locais	arteriais	expressas	total
CO	54.185,91	46.086,00	26.434,22	126.706,13
NO_x	12.410,08	22.739,69	12.733,47	47.883,24
MP	264,51	624,79	346,39	1.235,69
SO_2	149,38	586,19	399,80	1.135,38
COV	12.424,91	10.527,39	6.068,22	29.020,52
Total	79.434,78	80.564,07	45.982,10	205.980,95

Fonte: quadro elaborado com base nos dados do Relatório de Emissão Veicular da CETESB 2018.

Quadro 4 - Emissão (em short ton) veicular nas vias da RMC (2018)

	Locais	arteriais	expressas	total
CO	11.085,74	11.353,65	6.699,07	29.138,46
NO_x	2.166,72	6.818,35	4.002,35	12.987,42
MP	44,45	175,11	100,11	319,67
SO_2	24,07	213,53	142,33	379,92
COV	2.383,92	2.413,87	1.428,06	6.225,85
Total	15.704,90	20.974,51	12.371,91	49.051,32

Fonte: quadro elaborado com base nos dados do Relatório de Emissão Veicular da CETESB 2018.

As figuras 1 e 2 apresentam as porcentagens de emissão veicular distribuídas nas vias de cada uma das regiões e são resultado da distribuição espacial das emissões analisadas nos quadros 1-4 através do software Surrogate Tools. Este software dividiu a área de estudo em células de 1x1 km e distribuiu as emissões com base no comprimento de cada tipo de via em cada célula. Dessa forma, conforme as figuras, as áreas centrais de cada região apresentam-se como as principais emissoras de poluição. As vias expressas, por serem a ligação entre diferentes cidades e regiões metropolitanas, têm uma característica mais radial, do centro para a periferia, com maior tráfego de caminhões e ônibus rodoviários. As vias locais se distribuem mais para a periferia e também aumentam a área central de emissão, preenchendo os espaços entre as vias arteriais.

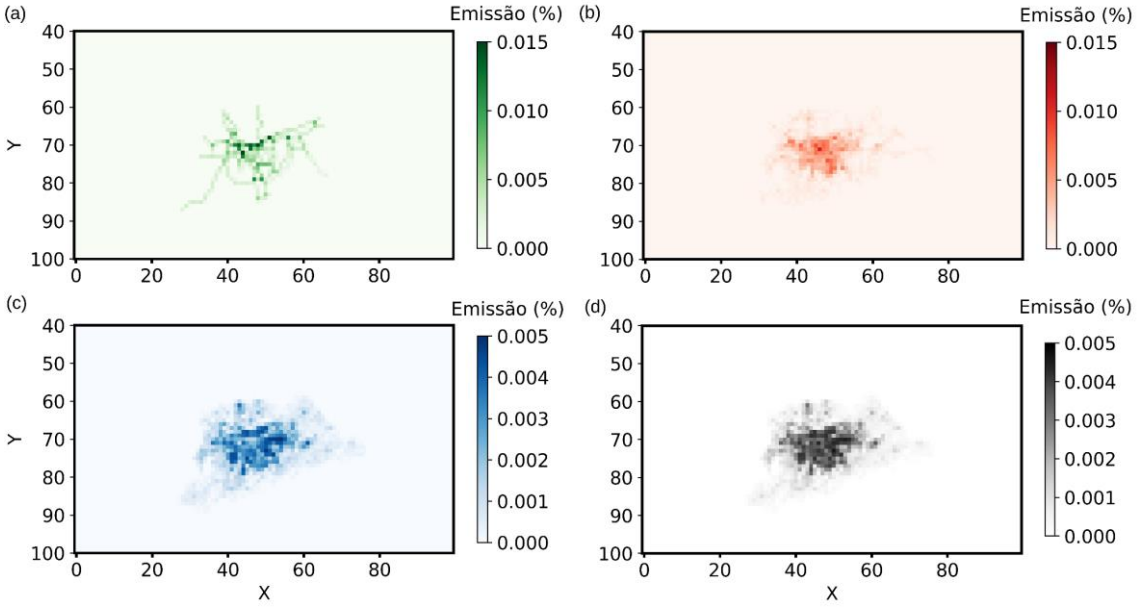


Figura 1 - Porcentagens de emissão veicular distribuída nas vias: (a) residenciais; (b) arteriais; (c) expressas e (d) considerando a emissão de todas as vias na RMSP

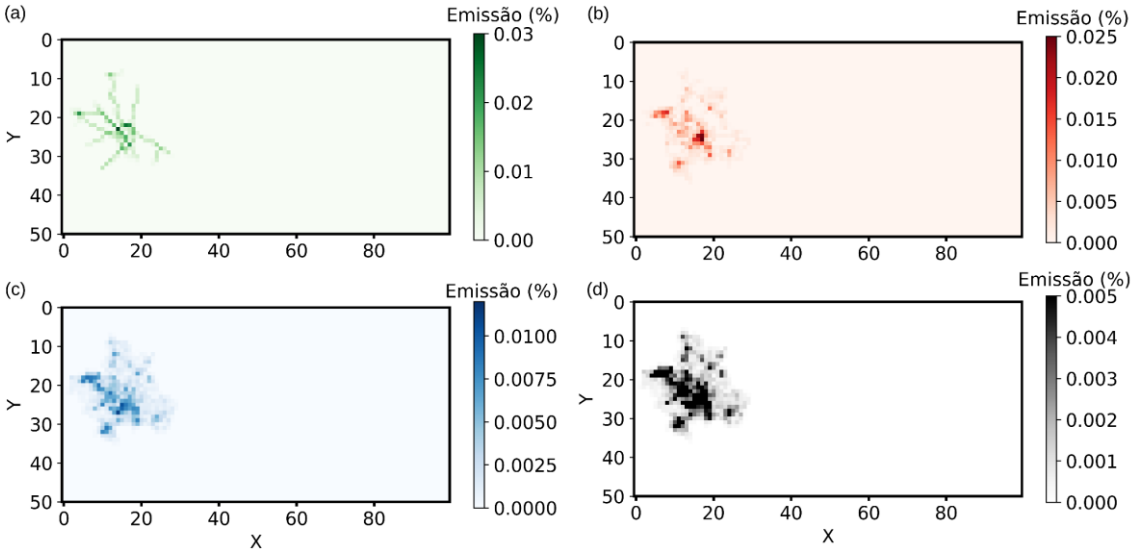


Figura 2 - Porcentagens de emissão veicular distribuída nas vias: (a) residenciais; (b) arteriais; (c) expressas e (d) considerando a emissão de todas as vias na RMC

5. CONCLUSÃO

Assim, os dados apresentados permitem apontar como se configura e caracteriza espacialmente a distribuição das emissões de poluentes por

veículos, considerando os três tipos de vias possíveis de serem circuladas (arteriais, expressas e residenciais), tanto na RMSP quanto na RMC.

A RMSP, caracterizada pelo alto contingente veicular e populacional, destaca-se com o mais elevado percentual de emissão do estado de São Paulo. Outrossim, nas vias arteriais foi registrada a maior concentração de poluentes, enquanto que os veículos leves (light duty) são os principais emissores de poluentes. Esse fato mostra a necessidade e urgência da criação e manutenção de políticas públicas que incentivem a utilização de transportes coletivos, bem como a importância do contínuo investimento na estrutura, abrangência e alcance desses veículos.

Destarte, no que se refere à distribuição espacial da emissão veicular de poluentes, percebe-se os padrões de crescimento urbano, com os centros sendo as regiões de maior emissão e onde há uma malha viária mais densa. As vias locais distribuem a emissão pela área, levando-as para as periferias das regiões metropolitanas. Embora a concentração dos poluentes seja maior próximo à fonte de emissão, sabemos que as circulações atmosféricas podem transportar a poluição, espalhando-a nas regiões. Um estudo de modelagem da qualidade do ar é fundamental para determinar a distribuição espacial das concentrações dos poluentes e depende da prescrição das fontes de poluição. Dessa forma, o presente trabalho contribui também com informação que pode ser utilizada na modelagem da qualidade do ar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Prefeitura de Campinas. Região Metropolitana. Disponível em: https://www.campinas.sp.gov.br/governo/seplurb/dados-do-municipio/rmc/

CETESB. Emissões Veiculares no Estado de São Paulo. São Paulo, 2018. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/veicular/wp-content/uploads/sites/6/2020/02/Relat%C3%B3rio-Emiss%C3%B5es-Veiculares-no-Estado-de-S%C3%A3o-Paulo-2018.pdf

CETESB. Emissões Veiculares no Estado de São Paulo. São Paulo, 2019. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/veicular/wp-content/uploads/sites/6/2020/11/Relatorio-Emissoes-Veiculares-no-Estado-de-Sao-Paulo-2019.pdf.

CETESB. Emissão Veicular. 2020. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/veicular/ .

CETESB. Poluentes: Qualidade do Ar. 2021. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/ar/poluentes/.

CONAMA. Resolução nº 491, de 19 de novembro de 2018. Dispõe sobre padrões de qualidade do ar. Disponível em: https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/51058895

IBGE. Atlas do Censo Demográfico 2010: Glossário. 2010. Disponível em: https://censo2010.ibge.gov.br/apps/atlas/pdf/209_213_Glossario_ATLASDEMO%202010.pdf

IBGE. Cidades: Frota de Veículos. Disponível em: https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pesquisa/22/28120?ano=2019 .

MMA - MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Primeiro Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por veículos Automotores Rodoviários: relatório final. 2011.

RMSP. Mapa. Disponível em: https://pt.map-of-sao-paulo.com/regi%C3%B5es-mapas/rmsp-mapa#

OPENSTREETMAP. London's Global University. Disponível em: <https://www.openstreetmap.org/#map=4/-15.13/-53.19> Acesso em 03/08/2021

SURROGATE TOOLS. Versão DB V1.0. *Community Modeling and Analysis System*, The University of North Caroline, 2020. Disponível em: <https://www.cmascenter.org/surrogate_tools_db/>. Acesso em 03/08/2021

QGIS: Sistema de informação Geográfica livre e aberto. Versão 3.16. 2020. Disponível em: <https://qgis.org/pt_BR/site/>. Acesso em 03/08/2021.

EMPREGO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS DIRECIONADOS A SERVIÇOS ANCILARES

Arthur Costa de Souza[1]; Luccas Tadeu Farnezes Soares[1]; Renata Cristina da Silva[2]

[1]Universidade Federal de Itajubá; [2]Universidade Federal de Minas Gerais

RESUMO

A utilização da geração fotovoltaica vem crescendo nos últimos anos, com isso sua importância no cenário do sistema elétrico aumenta. Neste âmbito, a possibilidade dessas instalações exercerem funções de serviços ancilares na rede se enquadra como uma proposta interessante e promissora para o sistema. Na estratégia de controle proposta neste trabalho o inversor deve, além de injetar a máxima potência disponível obtida pelo arranjo fotovoltaico, atuar na correção do fator de potência e atenuar correntes harmônicas que as cargas interligadas no ponto de acoplamento comum possam injetar. Para a constatação das funcionalidades propostas para este sistema, foram realizadas simulações computacionais no *software Simulink* de forma a verificar sua influência em uma rede de distribuição. Os resultados obtidos demonstram que a utilização de uma geração distribuída com funções ancilares pode melhorar a qualidade de energia elétrica no ponto de acoplamento comum, contribuindo assim, para eficiência do sistema elétrico.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos; Modelagem computacional; Filtro ativo; Potência reativa; Qualidade da energia elétrica.

ABSTRACT

The use of photovoltaic generation has been growing in recent years, with this its importance in the electrical system scenario increases. In this context, the possibility of these facilities performing ancillary service functions in the network fits as an interesting and promising proposal for the system. In the control strategy proposed in this work, the inverter must, in addition to injecting the maximum available power obtained by the photovoltaic array, act on the power factor

correction and attenuate harmonic currents that the loads interconnected at the common coupling point can inject. In order to verify the functionalities proposed for this system, computer simulations were carried out in the Simulink software in order to verify its influence on a distribution network. The results obtained demonstrate that the use of a distributed generation with ancillary functions can improve the power quality at the common coupling point, thus contributing to the efficiency of the electrical system.

Keywords: Photovoltaic systems; Computational modeling; Active filter; Reactive power; Power quality.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de distribuição, de forma geral, possuem alta dinâmica no que se diz respeito a variações de algumas de suas grandezas elétricas, como: tensão, corrente e fluxo de potência. Tal dinâmica é provocada pela grande variedade de cargas e fontes de energia que podem interagir entre si ocasionando desta forma diversos impactos ao próprio sistema, tais como: fluxo de potência reativa e circulação de correntes harmônicas.

A utilização de potência reativa pelas cargas pode ser mensurada pelo fator de potência (FP). Define-se o fator de potência como a razão entre a potência ativa e a potência aparente de algum ponto do circuito em análise (ANEEL, 2021). O fator de potência é um número compreendido entre 0 e 1, sendo que os limites máximos e mínimos definidos pela ANEEL para o FP são: 1 a 0,92 indutivo ou capacitivo. Nesse sentido, a obediência a esses limites é importante, pois um baixo fator de potência pode acarretar prejuízos à instalação elétrica, como: aquecimento dos condutores, subtensões, redução do aproveitamento da capacidade de transformadores e aumento da conta de energia elétrica (CHESP e COELBA, 2022).

Os harmônicos em sistemas de energia podem ser definidos como fenômenos associados a deformações nos sinais de tensão ou corrente em relação ao sinal de frequência fundamental (ANEEL, 2021). Tais distorções muita das vezes estão associadas com a utilização de dispositivos baseados em

eletrônica de potência (BOLLEN, 2000). A circulação de componentes harmônicas nos sistemas de energia pode acarretar inúmeros problemas, dentre eles pode-se citar (DUGAN *et al*, 2002): efeito de ressonância em filtros passivos (sintonizantes e amortecidos) ou em capacitores para correção de FP, interferência no funcionamento de máquinas elétricas provocando perdas adicionais e influência nos dispositivos de proteção tornando-os imprecisos. Logo, tendo em vista a grande influência deste fenômeno e as severas consequências que ele pode acarretar à rede elétrica, torna-se necessário meios para atenuar ou mitigar este problema.

Tendo em vista o crescimento da instalação de sistemas fotovoltaicos em todo mundo e os problemas citados anteriormente, este trabalho propõem o estudo e análise do comportamento de unidades geradoras fotovoltaicas com o emprego de conversores multifuncionais conectados à rede elétrica. Os conversores fotovoltaicos comuns limitam-se em sua grande maioria à injeção de potência ativa na rede elétrica, entretanto obedecendo sua capacidade de potência, um sistema multifuncional pode ser empregado (BRANDÃO, *et al*, 2013). Logo, o objetivo principal deste trabalho é apresentar algumas conclusões relacionadas a esta tecnologia e ao seu uso em redes de distribuição urbanas, demonstrando as consequências de sua utilização. Foram realizadas simulações em ambiente computacional por meio do software *Simulink,* o qual foi realizado um estudo comparativo da rede utilizando uma geração distribuída (GD) com as funções ancilares implementadas para dois níveis de geração possíveis, 1000 W/m² e 500 W/m².

2. SISTEMA EM ANÁLISE E METODOLOGIA

A principal função do inversor fotovoltaico se restringe à injeção de potência ativa no sistema elétrico (PEREIRA; GOLÇALVES, 2008), entretanto devido à alta variabilidade da geração fotovoltaica ao longo do dia, conforme demonstrado na Figura 1, principalmente pela variação da irradiância, dificilmente este equipamento operará em potência nominal de forma constante. Esta característica é ainda mais marcante em dias de pouca geração,

geralmente dias nublados ou com baixa taxa de irradiância. Portanto, a margem de potência que o inversor possuirá poderá ser utilizada para a execução de serviços ancilares (CUPERTINO *et al*, 2018) de forma a otimizar seu funcionamento bem como a utilização da rede de energia.

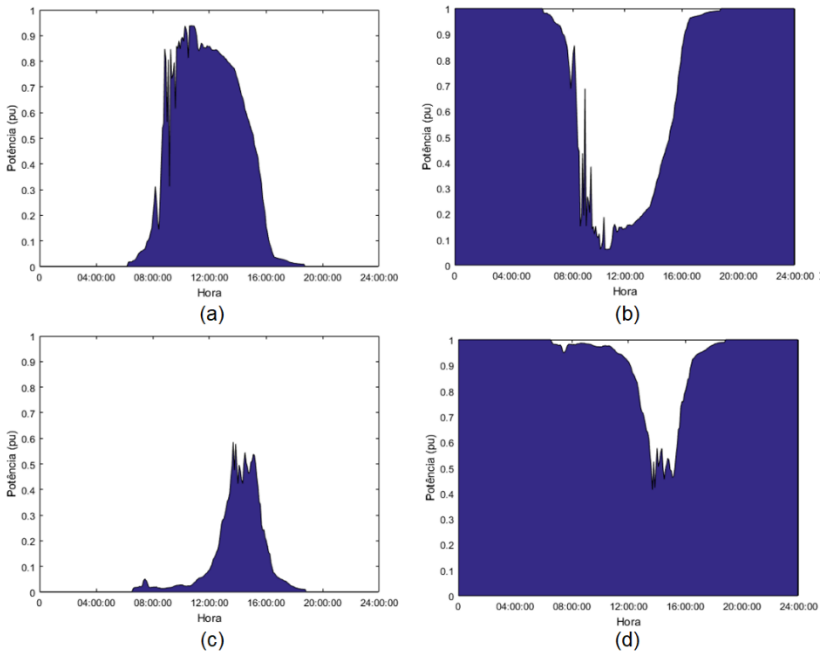


Figura 1 – Curva de geração para um sistema fotovoltaico comercial durante um dia ensolarado (a). Potência ociosa do inversor ao longo do mesmo dia (b). Curva de geração para um dia nublado (c). Potência ociosa do inversor ao longo do mesmo dia (d)

A Figura 2 evidencia a topologia de inversor utilizada neste trabalho, ela é composta por um inversor trifásico comum com duplo estágio. O sistema de controle proposto é pautado no referencial síncrono, foi utilizada a *DDSRF-PLL* (*Decoupled Double Synchronous Reference Frame – Phase Locked Loop*) para sincronização com a rede elétrica, uma vez que este algoritmo PLL é robusto frente a distorções e desequilíbrios de tensão (RODRIGUEZ, et al, 2007). Os controles do barramento CC e da corrente de saída são executados por controladores do tipo PI e PI ressonante modificados respectivamente, os controladores PI ressonantes modificados foram embasados nos controladores apresentados em (TEODORESCU, et al, 2006). A extração da máxima potência

do arranjo fotovoltaico é obtida por um algoritmo *MPPT* (*Maximum Power Point Tracking*) do tipo P&O (Perturba e Observa) e por uma malha de controle cascata, controlando assim, a corrente no indutor do conversor cc.cc boost e a tensão terminal do arranjo fotovoltaico. Para correção do fator de potência foi implementada uma estratégia de sintetização de potência reativa que compara a demanda exigida pela carga e a capacidade atual do inversor, impondo o valor mais adequado de acordo com a capacidade ociosa de potência do conversor, garantindo que o equipamento opere dentro de seus parâmetros nominais.

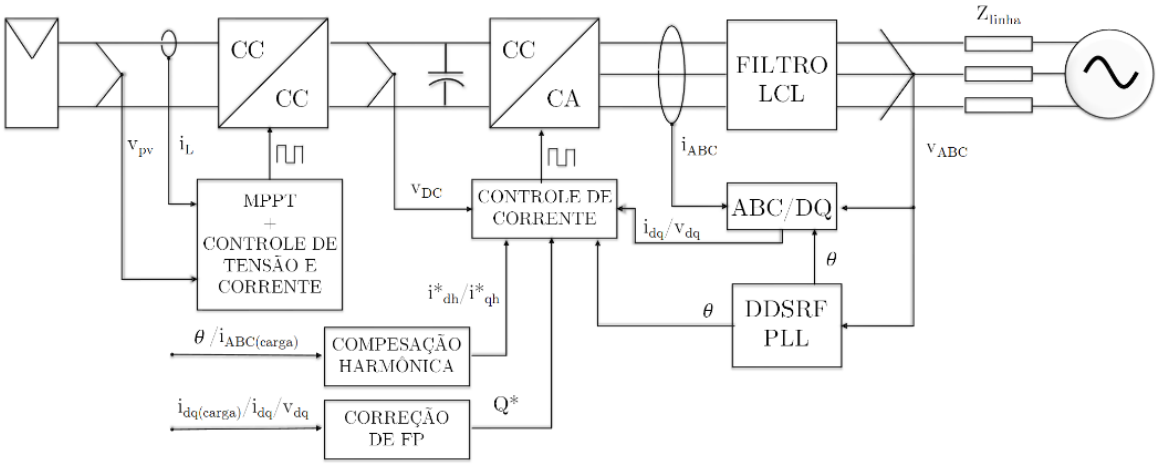


Figura 2 – Esquemático da estratégia de controle proposta para o inversor

Para execução do estudo comparativo, foi utilizada a rede de distribuição em baixa tensão, visualizada na Figura 3, simulando assim, uma rede de distribuição de baixa tensão (220/127V). Vale ressaltar que a rede utilizada é desequilibrada, trifásica e com distorções de tensão e corrente, a injeção de correntes harmônicas na rede foi provocada por um retificador trifásico de 6 pulsos não controlado alimentando uma carga puramente resistiva de 25 Ω. As Tabelas 1 e 2 apresentam os principais parâmetros desse sistema, observando-os é possível deduzir que no ponto de acoplamento comum (PAC), barra B_3, será obtido um baixo fator de potência e uma alta distorção harmônica de corrente devido às cargas e às impedâncias de linha interligadas. Vale ressaltar que os neutros das cargas não são solidamente aterrados, visto que possuem

impedâncias entre a fonte e a carga, contribuindo assim, para a precisão do modelo da rede.

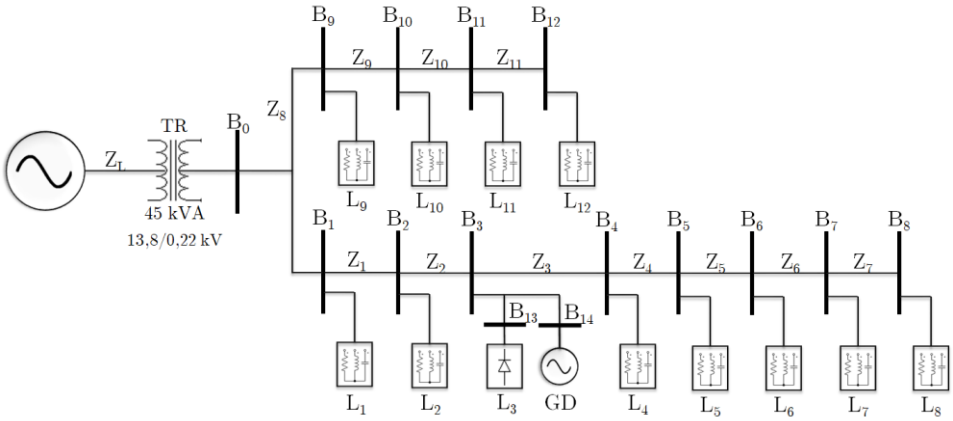


Figura 3 – Diagrama da rede de distribuição utilizada no estudo

Tabela 1 – Parâmetros das cargas da rede simulada

Cargas						
Identificação	**Potência ativa (kW)**			**Potência reativa (kVAr)**		
	Fase A	**Fase B**	**Fase C**	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**
L1	1,6	1,3	1,4	+ 0,9	+ 0,7	+ 0,8
L2	1,5	0,8	1,4	+ 0,9	+ 0,4	+ 0,8
L3	5,0	5,0	5,0	+ 3,75	+ 3,75	+ 3,75
L4	0,8	0,9	1,2	+ 0,3	+ 0,6	+ 0,7
L5	1,0	1,0	1,1	+ 0,6	+ 0,4	+ 0,6
L6	0,8	0,9	1,0	+ 0,5	+ 0,4	+ 0,6
L7	0,8	0,9	1,0	+ 0,5	+ 0,4	+ 0,5
L8	0,8	0,5	0,7	+ 0,4	+ 0,3	+ 0,4
L9	1,0	1,2	1,2	+ 0,6	+ 0,7	+ 0,6
L10	0,9	0,8	1,0	+ 0,5	+ 0,4	+ 0,5
L11	1,2	0,9	1,0	+ 0,7	+ 0,5	+ 0,6
L12	0,8	0,8	1,1	+ 0,3	+ 0,4	+ 0,6
Total	16,2	15,0	17,1	+ 9,95	+ 8,95	+ 10,45

Tabela 2 – Parâmetros de linhas da rede simulada

Impedâncias de linha		
Identificação	**Resistência (mΩ)**	**Indutância (mH)**
Z_L	302	0,7913
Z_1	9,06	0,0237
Z_2	9,06	0,0237
Z_3	14,373	0,0251
Z_4	14,373	0,0251
Z_5	18,135	0,0258
Z_6	18,135	0,0258
Z_7	45,855	0,0287
Z_8	9,06	0,0237
Z_9	14,373	0,0251
Z_{10}	18,135	0,0258
Z_{11}	45,855	0,0287

Nas simulações realizadas, buscou-se avaliar o desempenho da GD executando serviços ancilares de correção de fator de potência e compensação de correntes harmônicas para dois casos específicos de geração fotovoltaica, 1000 W/m² e 500 W/m². Os testes foram executados ora a GD realizando somente a compensação de correntes harmônicas, ora realizando a correção de fator de potência e por fim, executando as duas funções de forma simultânea. Foram realizadas medições de corrente e tensão nos pontos de interesse, para se avaliar os valores dos respectivos indicadores para cada fenômeno.

A GD interligada na rede, com potência nominal de 5100 W, será responsável por compensar as correntes harmônicas de 5ª, 7ª, 11ª, 13ª, 17ª, 19ª, 23ª e 25ª ordem e corrigir o fator de potência da carga L_3, por isso, estes elementos estão conectados na barra B_3. A GD monitorará a corrente e tensão na barra B_{13} de forma a gerar as referências de controle internas. Para fins de verificação da eficiência destas compensações, as funções ancilares foram ativadas em 0,8 s de um tempo total de simulação de 1,67 s para todos os casos estudados.

3. RESULTADOS E DISCURSSÕES

A seguir são apresentados os resultados obtidos nas simulações. Na Figura 4 e 5 é possível verificar a *FFT (Fast Fourier Transformer)* para a corrente e tensão da fase A no PAC.

Observando-se a Figura 4 é possível notar uma drástica redução das componentes harmônicas quando a GD executa a função ancilar de compensação harmônica em comparação com a rede sem GD. Todas as ordens harmônicas selecionadas para compensação foram atenuadas em mais de 70% de amplitude, evidenciando assim, a funcionalidade do sistema proposto. Consequentemente, com a redução do conteúdo harmônico de corrente, na Figura 5 também foram observadas quedas consideráveis nas componentes harmônicas de tensão.

Os melhores resultados obtidos para compensação harmônica foram nas situações em que a GD operava com baixa irradiância, entretanto, com a GD operando em outras situações também foram obtidos resultados satisfatórios.

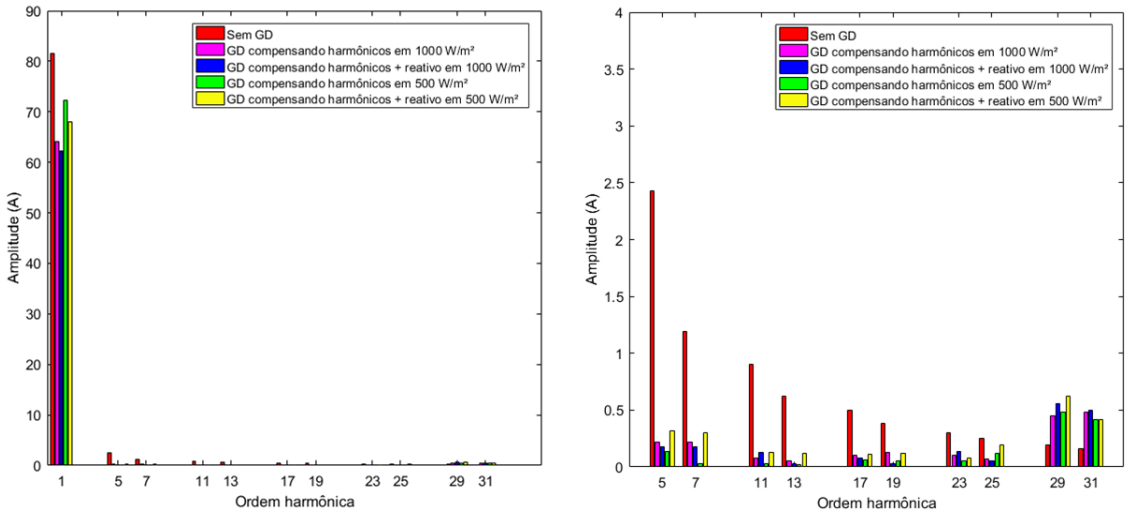


Figura 4 – *FFT* da corrente na fase A do PAC

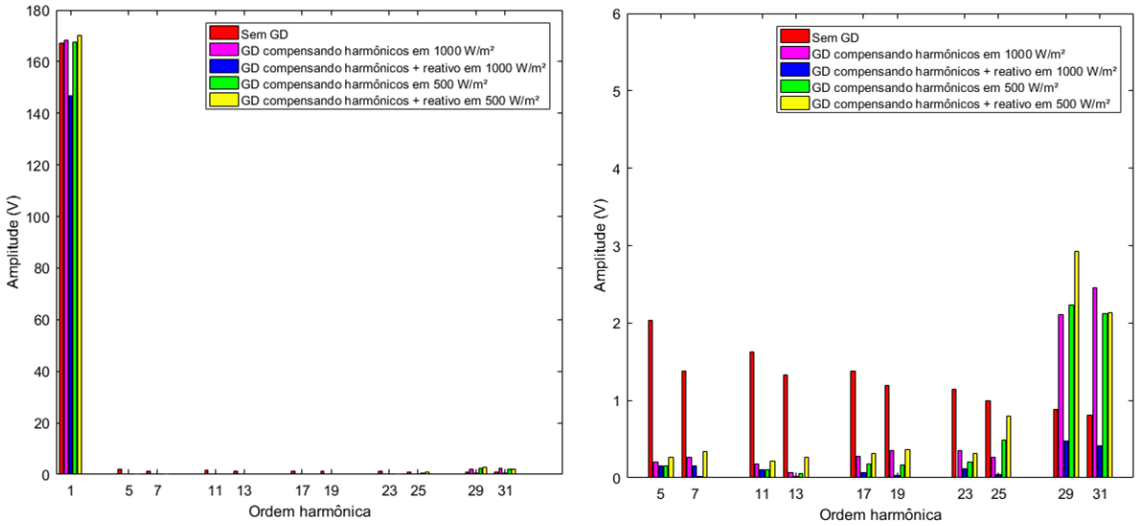


Figura 5 – *FFT* da tensão na fase A do PAC

Além disso, é possível visualizar que para ordens elevadas, mais especificamente, 29ª e 31ª houve aumentos relativamente consideráveis em relação à rede sem GD tanto para corrente quanto para tensão, porém, de maneira geral estes níveis ainda são baixos comparados à fundamental. Estes aumentos se devem, muito provavelmente à margem de fase adotada no controle para compensação harmônica, já que estas frequências estavam próximas das frequências de 23ª e 25ª as quais foram compensadas. Na Tabela 4 é possível visualizar o *THD* para as grandezas mensuradas.

Tabela 4 – *THD* de tensão e corrente para a fase A do PAC

Situação	THD de corrente (%)	THD de tensão (%)
Sem GD	3,72	2,66
GD comp. harm. em 1000 W/m²	1,36	2,35
GD comp. harm. + reativo em 1000 W/m²	1,47	2,51
GD comp. harm. em 500 W/m²	1,12	2,23
GD comp. harm. + reativo em 500 W/m²	1,58	2,64

Outro aspecto avaliado na operação da GD foi a compensação de potência reativa, tal função se reflete de maneira proporcional no fator de

potência do PAC e no perfil de tensão ao longo do alimentador, como pode ser visualizado nas Figuras 6 e 7, respectivamente.

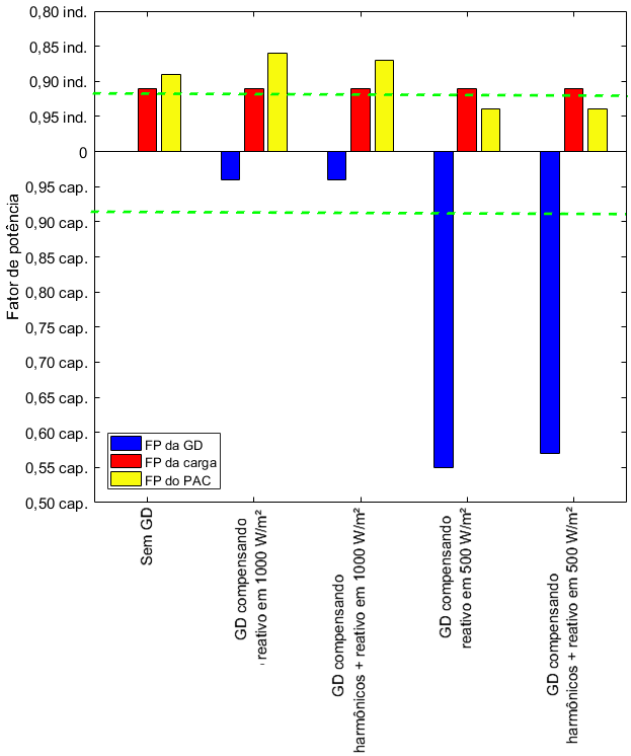


Figura 6 – Fator de potência nos pontos e situações analisadas

Constatando-se a Figura 6 é possível verificar que a execução da compensação de potência reativa por parte da GD melhorou o fator de potência no PAC, bem como o perfil de tensão do alimentador em todas as situações analisadas. O melhor resultado foi obtido quando a GD compensava somente reativo em baixas irradiâncias, isto é provocado pela ociosidade de potência existente no conversor, a qual é destinada a fornecer reativo para rede. Quando a GD operava em irradiância nominal, foi obtida uma leve redução do fator de potência devido à diminuição da potência ativa fornecida pela rede e não pelo aumento da solicitação de potência reativa.

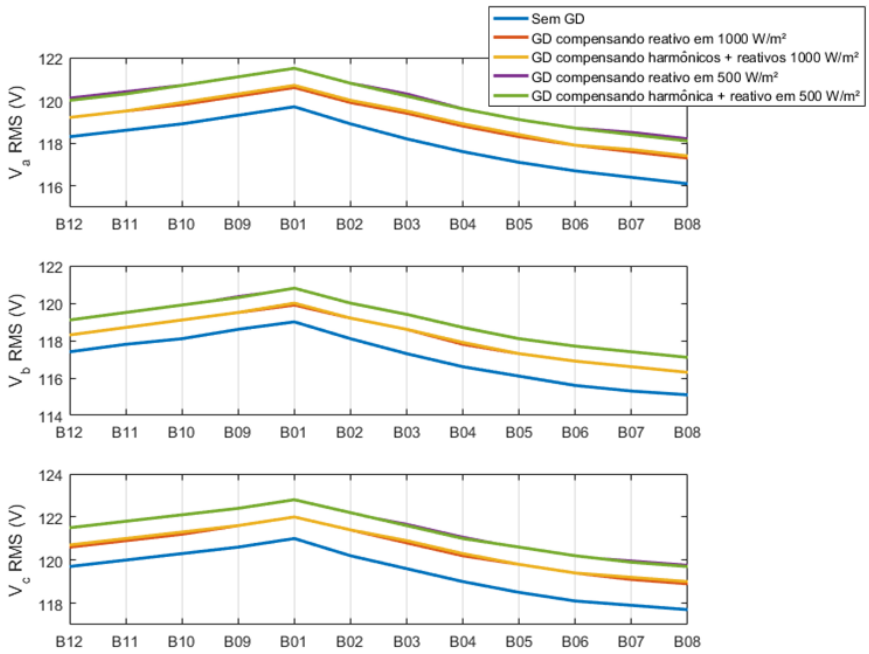


Figura 7 – Perfil de tensão ao longo do alimentador com funções analisadas

Já em relação a Figura 7, o melhor resultado sobre o perfil de tensão foi obtido quando a GD operava sobre baixa irradiância e apresentava apenas o controle de compensação de reativo, justamente pela possibilidade de maior fornecimento de reativo ao sistema mediante o espaço ocioso da gestão de potência do inversor.

4. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos demonstram que a inserção de uma geração distribuída com funções ancilares contribui para a diminuição das componentes de correntes harmônicas circulantes pelo ponto de acoplamento comum, regulam o fator de potência através da inserção e absorção de reativo e ainda melhoram o perfil de tensão ao longo do alimentador, dessa forma seu emprego é uma possibilidade interessante e promissora ao sistema elétrico. Entretanto, deve ser implementado no conversor controles mais robustos para compensação harmônica de forma a diminuir ou extinguir a amplificação de ordens indesejadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica: Anexo VIII da resolução normativa nº 956, de 7 de dezembro 2021 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/ced oc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 07 mar. 2022.

BOLLEN, Math H. J.; Understanding power quality problems. 1. ed. IEEE, 2000.

BRANDAO, Danilo Iglesias; MARAFAO, Fernando Pinhabel; GONÇALVES, Flávio Alessandro Serrão; VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas. Estratégia de controle multifuncional para sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica. Revista Eletrônica de Potência, Campo Grande, v. 18, n. 4, p. 1206-1214, nov. 2013. Disponível em: https://sobraep.org.br/artigo/estrategia-de-controle-multifuncional-para-sistemas-fotovoltaicos-de-geracao-de-energia-eletrica/. Acesso em: 16 mar. 2022.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA - COELBA. Energia Reativa**.** 2022. Disponível em: https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/comercial-industrial/Pages/energia-reativa.aspx. Acesso em: 07 mar. 2022.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO - CHESP. Efeitos do Baixo Fator de Potência**.** 2022. Disponível em: https://www.chesp.com.br/pagina/institucional/42-efeitos-do-baixo-fator-de-potencia. Acesso em: 07 mar. 2022.

CUPERTINO, A. F., PEREIRA, H. A. and XAVIER, L. S., Ancillary Services Provided by Photovoltaic Inverters: Single and Three Phase Control Strategies, Computers & Electrical Engineering , vol. 70, pp. 101-121, March 2018. Disponível em: https://www.gesep.ufv.br/wp-content/uploads/pdf-com-capa6.pdf. Acesso em: 10 mar. 2022.

DUGAN, Roger C; SANTOSO, Surya; McGRANAGHAN, Mark F.; BEATY H. Wayne. Electrical Power Systems Quality. 2. ed. McGraw - Hill, 2002.

PEREIRA, Osvaldo L. S.; GONÇALVES, Felipe F.. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: estudo de caso do sistema de Tubarão – SC. Revista Brasileira de Energia, Brasil, ed. 14, ano 2008, n. 1, p. 25-45, 14 jan. 2008. Anual. Disponível em: https://sbpe.org.br/index.php/rbe/issue/view/26. Acesso em: 10 mar. 2022.

RODRIGUEZ, P.; POU, J.; BERGAS, J.; CANDELA, J. I.; BURGOS, R. P.; BOROYEVICH, D. Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control. IEEE Trans. on Power Electronics, v. 22, n. 2, p. 584–592, mar. 2007.

TEODORESCU, Remus; BLAABJERG, Frede; LISERRE, Marco; LOH, Poh Chiang. Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters. IEE Proceedings: Electric Power Applications. set. 2006.

ENERGIA, JUSTIÇA AMBIENTAL E CONFLITOS SOCIOAMBIENTAIS EÓLICOS NO MUNDO

Carolina Silva Ribeiro
Universidade Federal da Bahia

RESUMO

O objetivo deste trabalho é analisar os conflitos envolvendo empreendimentos eólicos no mundo e seus desdobramentos, bem como investigar sua relação com a aceitação social de parques eólicos. Para tanto fez-se estudo de quatorze países (Brasil, Taiwan, Japão, Índia, Turquia, França, Reino Unido, Quênia, Marrocos, Hungria, México, Grécia, Eslovênia e Chile) junto ao Atlas Global de Justiça Ambiental (EJAtlas), analisando conflitos envolvendo a fonte eólica, à luz da ecologia política e dos princípios da justiça ambiental. Dentre os países analisados, observou-se que os tipos de conflitos estiveram mais relacionados às turbinas (aerogeradores) e à aquisição de terras. O que evidencia que a propriedade da terra é um dos principais fatores causadores de conflitos no mundo envolvendo comunidades rurais no entorno de parques eólicos. Já as respostas aos conflitos que foram mais comuns foram: o envolvimento do tribunal, fortalecimento da participação, suspensão temporária de parques, repressão e criminalização.

Palavras-chave: Energia eólica; Justiça ambiental; Conflitos socioambientais.

ABSTRACT

The objective of this work is to analyze the conflicts involving wind projects in the world and their consequences, as well as to investigate their relationship with the social acceptance of wind farms. For that, fourteen countries were studied (Brazil, Taiwan, Japan, India, Turkey, France, United Kingdom, Kenya, Morocco, Hungary, Mexico, Greece, Slovenia and Chile) together with the Global Atlas of Environmental Justice (EJAtlas), analyzing conflicts involving the wind source, in the light of political ecology and the principles of environmental justice. Among the countries analyzed, it was observed that the types of conflicts were more

related to turbines (wind turbines) and land acquisition. This shows that land ownership is one of the main factors causing conflicts in the world involving rural communities around wind farms. The most common responses to conflicts were: court involvement, strengthening of participation, temporary suspension of parks, repression and criminalization.
Keywords: Wind energy; Environmental justice; Socio-environmental conflicts.

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia renovável vem crescendo num ritmo acelerado nos últimos anos. Dentre as renováveis, a fonte eólica vem ganhando destaque liderando a mudança na transição energética e contribuindo para a diminuição do uso dos combustíveis fósseis. Isso se deu, dentre outros fatores, devido à identificação de grandes áreas com potencial eólico para energia, bem como ao avanço tecnológico do setor.

A geração eólica traz benefícios ao meio ambiente, como a redução da emissão de CO_2 combatendo a mudança climática. Por outro lado, também provoca externalidades negativas nas comunidades em que os aerogeradores são instalados e sobre a fauna e a flora. Pois, para a implantação dos parques eólicos são necessárias aberturas de estradas, construção de fundações, supressão de vegetação que provocam impacto no uso das terras para construção dos empreendimentos, impacto visual causado pelos aerogeradores, além de incômodos, como ruído e poeira.

Logo, a chegada dos empreendimentos leva a alterações no modo de vida local, especulação imobiliária e pode desencadear conflitos em comunidades rurais, tanto na fase de instalação, quanto na de operação. Os conflitos socioambientais emergem de processos econômicos e sociais e incidem, principalmente, sobre os mais vulneráveis, considerando a abordagem da ecologia política. A partir dessa constatação são estabelecidas as bases da justiça ambiental.

Assim, a disputa entre grandes projetos de desenvolvimento, como os empreendimentos eólicos, e comunidades rurais, resultantes dos impactos

socioambientais derivados daqueles, materializam-se nos conflitos. E, por sua vez, os movimentos por justiça ambiental e, por justiça energética, dão vida aos sujeitos mais vulneráveis do embate, as comunidades impactadas.

Do exposto, o presente trabalho tem por objetivo analisar os conflitos envolvendo empreendimentos eólicos no mundo e seus desdobramentos, bem como investigar sua relação com a aceitação social de parques eólicos. Para tanto fez-se estudo de quatorze países (Brasil, Taiwan, Japão, Índia, Turquia, França, Reino Unido, Quênia, Marrocos, Hungria, México, Grécia, Eslovênia e Chile) junto ao Atlas Global de Justiça Ambiental (EJAtlas), analisando conflitos envolvendo a fonte eólica, à luz da ecologia política e dos princípios da justiça ambiental.

2. A ECOLOGIA POLÍTICA E A JUSTIÇA AMBIENTAL

A ecologia política nasce como um "campo de investigação teórica e ação política em resposta à crise ambiental: à destruição das condições de sustentabilidade da civilização humana causadas pelo processo econômico e a tecnologização da vida" (LEFF, 2015, p. 33). Assim, ao incorporar questões ecológicas à economia e ao poder, oferece uma resposta social, amplia a crítica ao *mainstream*, a economia ambiental neoclássica, e avança sobre a economia política (LEFF, 2015; PORTO; MARTINEZ-ALIER, 2005).

Conforme Leff (2015), a ecologia política vai buscar compreender a história da exploração da natureza, o conflito político sobre a distribuição ecológica, as lutas sociais pela apropriação da natureza e as estratégias de poder para a construção de uma racionalidade ambiental. Martinez-Alier (1999) enfatiza que a ecologia política estuda os conflitos distributivos ecológicos. Estes associam-se ao acesso de bens e serviços naturais, aos danos da degradação ambiental, às desigualdades sociais e ao esgotamento dos recursos naturais, conforme Muniz (2009).

Analisando a atuação da ecologia política no mundo, Porto-Gonçalves e Leff (2015) defendem que, nos países do Sul, a ecologia política surge a partir de uma política de diferenças, presente nas condições ecológicas de seus povos,

da busca de emancipação para descolonização de saberes, desapropriação da natureza e reinvenção de seus territórios. Logo, ao tratar dos conflitos socioambientais, a ecologia política tem sido o alicerce da discussão da justiça ambiental (LEFF, 2015; PORTO; MARTINEZ-ALIER, 2005; MUNIZ, 2009; SOVACOOL; 2016).

Segundo Acserald (2010, p. 108), a justiça ambiental "exprime um movimento de ressignificação da questão ambiental". Conforme o autor, trata-se de "uma noção emergente que integra o processo histórico de construção subjetiva da cultura dos direitos" (ACSERALD, 2010, p. 111) Em adição, Herculano (2002), destaca que o conceito está associado a princípios que assegurem que as consequências ambientais negativas de atividades econômicas não sejam desproporcionais entre diferentes grupos étnicos, raciais ou de classe. Alguns autores apontam que foi nos Estados Unidos (EUA), na década de 1980, que se iniciou a experiência mundial com a justiça ambiental (ACSERALD, 2010; WALKER, 2012).

Walker (2012) destaca que pesquisas recentes sobre justiça ambiental que se concentram na dimensão ambiental têm investigado parques eólicos. Nesse sentido, Rasch e Kohne (2017), constatam que projetos de energia renovável, como os empreendimentos eólicos, muitas vezes, sofrem resistência devido aos impactos desiguais de sua implementação. Sovacool (2016) aponta que a ecologia política pode ajudar a entender o conflito sobre os recursos energéticos. Considerando esse pressuposto, outro conceito que vai derivar da justiça ambiental, é o de justiça energética. Assim, a justiça energética vai examinar as dimensões de justiça e equidade nas decisões e práticas de energia, conforme o autor.

Os estudos de justiça ambiental, bem como os de justiça energética, tendem a considerar três princípios: a justiça distributiva, processual e de reconhecimento (WALKER, 2012; MCCAULEY *et al*., 2013; JENKINS *et al*., 2016). A justiça distributiva é concebida em termos de distribuição ou repartição de bens (recursos) e males (danos e riscos), que no caso de energia, relacionam-se à infraestrutura e ao acesso desigual da energia disponível; já a justiça

processual é definida em termos das maneiras pelas quais as decisões são tomadas, quem está envolvido e tem influência, isto é, refere-se aos procedimentos equitativos e não discriminatórios para a tomada de decisão em relação à energia; e, por fim, a justiça como reconhecimento, relaciona-se à representação justa e aos plenos direitos políticos quanto às questões de energia, conforme Walker (2012), Rasch e Kohne (2017).

A literatura de justiça energética envolvendo a produção de energia por fonte renovável aponta vários casos de estudos envolvendo parques eólicos (HEFFRON; MCCAULEY, 2014; AVILA, 2018), demonstrando os efeitos da operação de tais instalações sobre a população do entorno (OTTINGER, 2013). Nesse sentido, a discussão em torno de uma transição energética justa, também está na agenda dos debates que envolvem justiça energética no cenário mundial. Uma transição energética justa deve conter elementos de justiça distributiva, processual e de reconhecimento, de forma que: a população local participe da organização e dos benefícios econômicos dos projetos de energia; haja representação justa de todos os indivíduos envolvidos e compreensão local dos procedimentos do projeto (RASCH; KOHNE, 2017; SOVACOOL, 2021).

3. METODOLOGIA

O estudo toma para análise casos de conflitos envolvendo empreendimentos eólicos no mundo e seus desdobramentos. Os procedimentos metodológicos adotados envolveram pesquisa secundária, a saber: levantamento bibliográfico, coleta de dados junto ao Atlas Global de Justiça Ambiental (EJAtlas) para estudo de quatorze países (Brasil, Taiwan, Japão, Índia, Turquia, França, Reino Unido, Quênia, Marrocos, Hungria, México, Grécia, Eslovênia e Chile) à luz da ecologia política e dos princípios da justiça ambiental, bem como consulta a outros órgãos pertinentes.

4. CONFLITOS SOCIOAMBIENTAIS EÓLICOS NO MUNDO

Com a expansão da energia eólica no mundo, também vem crescendo o número de conflitos contra parques eólicos (AVILA, 2018). À medida que isso

ocorre, os estudos buscam responder alguns questionamentos como, por exemplo: como os conflitos socioambientais eólicos emergem (ZOGRAFOS; MARTÍNEZ-ALIER, 2009); quem são os principais atores envolvidos (KAPELLER; BIEGELBAUER, 2020); como as comunidades resistem (REUSSWIG *et al.*, 2016); como estão sendo moldadas as relações nos territórios com a chegada de parques eólicos (CHAVES *et al*., 2018); e, como a ocorrência dos conflitos está relacionada aos modelos de desenvolvimento voltados para o mercado (TORRES JUNIOR *et al*., 2020).

Com a perspectiva da ecologia política, Zografos e Saladié (2012) ao investigarem conflitos com parques eólicos em Terra Alta, área rural da Catalunha na Espanha, identificaram que: (i) o conflito eólico é parte de um conflito maior pela geração de energia na região, que geram benefícios energéticos e econômicos principalmente para o centro de desenvolvimento catalão; (ii) o impacto na paisagem colide com iniciativas locais de promoção da paisagem, como um bem valioso capaz de sustentar a vida na região; e, (iii) desequilíbrios de poder no sistema formal de tomada decisão para parques eólicos impedem a inclusão de valores locais como critérios do processo de decisão e também geram conflito. Além disso, os autores defenderam uma repartição mais aberta dos benefícios. Outros autores constataram certa resistência em comunidades em relação à aceitação de parques eólicos (PETROVA, 2013).

Do exposto, a fim de se ter uma dimensão dos conflitos envolvendo parques eólicos no mundo, o Quadro 1 traz um panorama com casos de quatorze países (Brasil, Taiwan, Japão, Índia, Turquia, França, Reino Unido, Quênia, Marrocos, Hungria, México, Grécia, Eslovênia e Chile)citados no Atlas de Justiça Ambiental. O Atlas reflete como as pressões da terra e os padrões de desenvolvimento desigual despontam como características do crescimento do número de conflitos com parques eólicos (AVILA, 2018).

Por meio do Quadro 1, pode-se observar que os tipos de conflitos estiveram mais relacionados às turbinas (aerogeradores) e à aquisição de terras. O que evidencia que a propriedade da terra é um dos principais fatores

causadores de conflitos no mundo envolvendo comunidades rurais no entorno de parques eólicos. Também se observou que a maioria das empresas que tem parques eólicos nos países estudados não são de origem nacional, mas sim estrangeira.

De forma ilustrativa, por meio de uma nuvem de palavras, a Figura 1 mostra a intensidade em que os tipos de conflitos foram mais citados, quanto maior o tamanho da palavra e a intensidade da cor, mais usado foi o termo. Logo, o termo turbinas e terras, representaram 27,5% e 21,3%, respectivamente. Outros termos como estradas (2,3%), reserva (3,8%) e aquicultura e pesca (3,8%) foram pouco mencionados. Já as respostas aos conflitos que foram mais comuns estão na Figura 2. Em muitos casos, o tribunal foi envolvido (14), houve fortalecimento da participação (8), suspensão temporária dos parques (5), repressão (6), criminalização (5), corrupção (6) e o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) (4) fora sugerido.

Quadro 1 – Conflitos no mundo envolvendo empreendimentos eólicos

(Continua)

Nome do conflito	País	Estado ou província	Local do conflito	Tipo do conflito	Data do conflito	Empresa	Resultado/ resposta do conflito
Complexo Eólico Baleia no Ceará, Brasil	Brasil	Ceará	Itapipoca	Conflitos de aquisição de terras Desmatamento Turbinas eólicas Aquicultura e pesca	01/01/2012	Furnas, Brasil Fundo de Investimentos em Participações Caia, Brasil Milão, Brasil	Decisão do tribunal (falha por justiça ambiental) Nova Avaliação / Estudo de Impacto Ambiental
Projeto InfraVest de turbinas eólicas inadequadas, Yuanli, Taiwan	Taiwan	Greater Taichung	Miaoli County	Turbinas eólicas	Início: 21/09/2012 Fim: 25/02/2016	InfraVest Energy Co., Ltd. (InfraVest), Alemanha	Decisão do tribunal (vitória para justiça ambiental) Solução alternativa negociada Repressão Fortalecimento da participação
Geração de energia eólica Offshore, Japão	Japão	Prefeitura de Yamaguchi	Cidade de Shimonoseki	Turbinas eólicas	14/09/2014	Maeda Corporation (Maeda), Japão	Criminalização de ativistas Decisão do tribunal (indeciso) Solução alternativa negociada Repressão Fortalecimento da participação A empresa lançou um processo "slapp" contra os residentes
Turbinas eólicas no Santuário de Koyna, Western Ghats de Maharashtra	Índia	Maharashtra	Distrito de Satara	Reservas/parques nacionais Conflitos de aquisição de terras Redes de infraestrutura de transporte (estradas, ferrovias, hidrovias, canais e dutos) Outros; REDD/CDM; Turbinas eólicas	Inicio: 01/01/2001 Fim: 2015	Suzlon Energy, Índia Bajaj Auto, Índia Tata Motors, Índia Sarita Chemicals, Índia Ghodawat Energy Pvt. Ltd. (GEPL, India Bharat Forge Ltd, India	Corrupção Decisão do tribunal (vitória para justiça ambiental) Direcionamento violento de ativistas Aplicação de regulamentos existentes Projeto temporariamente suspenso

Remoção ilegal de oliveiras e projeto de energia eólica em Karaburun, Turquia	Turquia	Izmir	Vila Yayla, Karaburun	Conflitos de aquisição de terras Turbinas eólicas	2009	Lodos Electricity Production Inc, Turquia	Compensação Decisão do tribunal (falha por justiça ambiental) Projeto temporariamente suspenso
Projeto de energia eólica industrial de Valeco em Péret-Bel-Air e Davignac, França	França	Corrèze	Puy Péret	Outras indústrias Turbinas eólicas	01/11/2009	Valeco, França	Melhorias ambientais, reabilitação / restauração de área Decisão do tribunal (indeciso) Fortalecimento da participação Aplicação de regulamentos existentes Nova Avaliação / Estudo de Impacto Ambiental (EIA)
Parque eólico em Volovja reber, Eslovênia	Eslovênia	-	Ilirska Bistrica	Estabelecimento de reservas/parques nacionais Conflitos de aquisição de terras Turbinas eólicas	2002	Elektro Primorska, Eslovênia	Em negociação

Quadro 1 – Conflitos no mundo envolvendo empreendimentos eólicos

(Continua)

Nome do conflito	**País**	**Estado ou província**	**Local do conflito**	**Tipo do conflito**	**Data do conflito**	**Empresa**	**Resultado/ resposta do conflito**
Proposto Parque Eólico na Ilha de Lewis, Escócia	Reino Unido	Outer Hebrides	Stornoway	Conflitos de aquisição de terras	01/06/2017	EDF Renewables , França Amec Foster Wheeler, Reino Unido	Decisão do tribunal (indeciso)
Projeto Lago Turkana em Territórios Indígenas, Quênia	Quênia	Lovangalani	Marsabit county	Conflitos de aquisição de terras REDD/CDM Turbinas eólicas	01/01/2005	Vestas Wind Systems A/S, Dinamarca/Fundo de Investimento da Noruega para Países em Desenvolvimento (Norfund), Noruega /Google, Estados Unidos/Outros	Corrupção Decisão do tribunal (vitória para justiça ambiental) Fortalecimento da participação

Casos de licenciamento de parque eólico, Hungria	Hungria	Tolna e outros	-	Turbinas eólicas	Início: 01/09/2009 Fim: 30/04/2015	-	Decisão do tribunal (vitória para justiça ambiental) Fortalecimento da participação
Complexo Tarfaya Windfarm, Saara Ocidental	Marrocos	-	Laâyoune-Boujdour-Sakia el Hamra	Conflitos de aquisição de terras Outros Turbinas eólicas	01/01/2013	GDF Suez (GDF Suez), França/ Nareva Holding, Marrocos/ Trarfaya Energy Company (Tarec), Marrocos Siemens, Alemanha Suez Energy, França	Corrupção Criminalização de ativistas Migração / deslocamento Repressão Direcionamento violento de ativistas
Mareña Renovables em San Dionisio del Mar, Oaxaca, México	México	Oaxaca	São Dionisio do Mar, distrito de Juchitán, istmo de Tehuantepec	Conflitos de aquisição de terras Aquicultura e pesca	Ínicio: 01/01/2007 Fim: 01/02/2015	Preneal, Espanha Mareña Renovables	Criminalização de ativistas Decisão do tribunal (vitória para justiça ambiental) Repressão Nova Avaliação / Estudo de Impacto Ambiental/ Projeto cancelado
Movimento contra os recursos industriais de energia renovável (RES) em Chios, Grécia	Grécia	Região Norte do Egeu	Ilha de Chios	Conflitos de aquisição de terras Turbinas eólicas	22/06/2006	Rokas Aioliki North Aegean AVEE (Rokas), Grécia Iberdrola, Espanha	Corrupção Demarcação de terras Fortalecimento da participação Em negociação/ Aplicação de regulamentos existentes
Projeto de energia eólica Chiloé em território Mapuche, Chile	Chile	Arquipélago de Chiloé, Acnud Comum	Região de Los Rios	Conflitos de aquisição de terras Turbinas eólicas	01/01/2010	Ecopower, Chile	Decisão do tribunal (vitória para justiça ambiental)/ Decisão do tribunal (indeciso)/ Em negociação Nova Avaliação / EIA/ Projeto temporariamente suspenso

Fonte: Ribeiro, 2021

Figura 1 – Tipos de conflitos
Fonte: Ribeiro, 2021.

Figura 2 – Resposta aos conflitos
Fonte: Ribeiro, 2021.

Com o aprofundamento dos embates, a literatura sobre conflitos socioambientais vem apontando para outra forma de representação da natureza, que não a de caráter comercial que aumenta as desigualdades, mas sim uma pautada em promover a justiça ambiental (MARTÍNEZ-ALIER, 2012; FRATE, 2019). Avila (2018) explorou a expansão dos conflitos de energia eólica em 20 estudos de casos nas Américas, África, Ásia e Europa. A autora concluiu que os casos de oposição local não são interpretados como contrários à geração de energia de baixo carbono, mas são entendidos como instâncias políticas para uma discussão mais ampla de como a transição energética para fontes menos poluentes deve ocorrer. Logo, tem-se que as energias renováveis são importantes para a transição energética, entretanto sua forma de implementação dos empreendimentos precisa ser revista.

5. CONCLUSÕES

Nos casos estudados notou-se que os tipos de conflitos estiveram mais relacionados às turbinas (aerogeradores) e à aquisição de terras. Já as

respostas mais comuns aos conflitos foram o envolvimento do tribunal, o fortalecimento da participação, a suspensão temporária de parques, repressão e a criminalização. Assim, compreende-se que não há uma via fácil para a transição energética. Entretanto, esta deve estar pautada também em como os instrumentos e os investimentos no setor eólico ocorrem, de forma a haver um planejamento econômico orientado para a referida transição que não penalize as populações mais vulneráveis.

Pois, em tempos em que o Antropoceno, ou a Idade dos Humanos, reivindica transformações nas relações com o planeta e reflexões sobre o desenvolvimento, humano e econômico, deve-se buscar formas de evitar os conflitos socioambientais e entendê-los. Para isso, uma forte capacidade institucional, maior compromisso político em promover as energias renováveis, amplo acesso a informações de políticas de energia, maior participação das comunidades no processo de tomada de decisão, reconhecimento dos reais danos ao modo de vida dos camponeses e mitigação efetiva dos impactos, são alguns dos caminhos serem percorridos.

Além disso, deve-se considerar também os fatores sociais e ambientais, não somente os econômicos. Pois, um modelo de desenvolvimento baseado na exploração da natureza, pautado unicamente em favorecer um pequeno nicho econômico detentor de capital/poder (as grandes empresas), em detrimento de uma mudança significativa nas condições de vida dos residentes do entorno de parques eólicos, tenderá sempre a ampliar a possibilidade de conflitos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACSERALD, H. “Ambientalização das lutas sociais – o caso do movimento por justiça ambiental”. Estudos Avançados, v. 24, n. 68, p. 103-119, 2010.

AVILA, S. “Environmental justice and the expanding geography of wind power conflicts”. Sustainability Science, v. 13, p. 599-616, 2018.

CHAVES, L. O.; BRANNSTROM, C.; SILVA, E. V. “Energia eólica e a criação de conflitos: ocupação dos espaços de lazer em uma comunidade no nordeste do Brasil”. Sociedade e Território, v. 29, n. 2, p. 49-69, 2018.

FRATE, C. A. et al. “Procedural and distributive justice inform subjectivity regarding wind power: A case from Rio Grande do Norte, Brazil”. Energy Policy, v. 132, p. 185-195, 2019.

HEFFRON, R. J.; MCCAULEY, D. “Achieving sustainable supply chains through energy justice”. Appl. Energy, v. 123, 2014.

JENKINS, Keh et al. “Energy justice: a conceptual review”. Energy Res. Sci., 2016.

KAPELLER, S.; BIEGELBAUER, P. “How (not) to solve local conflicts around alternative energy production: Six cases of siting decisions of Austrian wind power parks”. Utilities Policy, v. 65, 2020.

LEFF, E. “Political ecology: a Latin American perspective”. Desenvolv. Meio Ambiente, v. 35, p. 29-64, 2015.

MARTÍNEZ-ALIER, J. “El ecologismo de los pobres: conflitos ambientales y lenguajes de valoración”. Barcelona: Icaria Editorial, 2005.

MARTÍNEZ-ALIER, J. “Environmental justice and economic degrowth: an alliance between two movements”. Capital Nat Social, v. 23, n. 1, p. 51-73, 2012.

MARTÍNEZ-ALIER, J. “Introducción a la economía ecológica”. Rubens, 1999.

MCCAULEY et al. “Advancing energy justice: the triumvirate of tenets”. Int. Energy Law Rev., v. 32, n. 3, 2013.

MUNIZ, L. M. “Ecologia política: o campo de estudo dos conflitos socioambientais”.

Revista Pós Ciências Sociais, v. 6. n. 12. 2009.

OTTINGER, S. B. “The winds of change: enviromental justice in energy transition”. Sc. Cult, v. 22, n. 2, 2013.

PETROVA, M. A. “NIMBYism revisited: public acceptance of wind energy in the United States”. WIREs Climate Change, v. 4, p. 575-601, , 2013.

PORTO, M. F.; MARTINEZ-ALIER, J. “Ecologia política, economia ecológica e saúde coletiva: interfaces para a sustentabilidade do desenvolvimento e para a promoção da saúde”. Cad. Saúde Pública, v. 23, 2007.

RASCH, E. D.; KOHNE, M. “Practices and imaginations of energy justice in transition”. A case study of the Noordoostpolder, the Netherlands. Energy Policy, v. 107, p. 607-614, 2017

REUSSWIG, F.; BRAUN, F.; HEGER, I.; LUDEWIG, T.; EICHENAUER, E.; LASS, W. “Against the wind: local opposition to the German Energiewende”.. Utilities Policy, v. 41, p. 214-227, 2016.

RIBEIRO, C. S. “Ventos da Bahia: uma análise dos impactos socioeconômicos de empreendimentos eólicos no semiárido baiano”. Tese (doutorado) – Universidade Federal da Bahia. Faculdade de Economia, 2021.

SOVACOOL, B. K. “Who are the victims of low-carbon transitions? Towards a political ecology of climate change mitigation”. Energy Res. & Social Science, 2021.

SOVACOLL, B. K. “The political ecology and justice of energy”. In: VAN DE GRAAF, T.; SOVACOOL, B.; GHOSH A.; KERN F.; KLARE M. (eds). The palgrave handbook of the international political economy of energy. London: Palgrave Macmillan, 2016.

WALKER, G. “Environmental justice: concepts, evidence and politics”. London:Routledge, 2012.

ZOGRAFOS, C.; MARTÍNEZ-ALIER, J. M. “The politics of landscape value: a case sudy of wind farm conflict in rural Catalonia”. Environment and planning A: economy and space, v. 1, 2009.

ZOGRAFOS, C.; SALADIÉ, S. “La ecología política de conflictos sobre energía eólica. Un estudio de caso en Cataluña”. Documents d’Anàlisi Geogràfica, v. 58, n.1, 2012.

ENERGY EFFICIENCY LEGISLATION IN BRAZIL TOWARDS A NET ZERO EMISSIONS: PROJECTIONS AND PROPOSITIONS FOR SÃO PAULO STATE

Stella Maria Santos de Sousa[1]; Ana Julieth Calderón Márquez[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

ABSTRACT

Currently, countries around the world are debating their strategies to achieve net-zero emissions by 2050. The International Energy Agency (IEA) has called energy efficiency (EE) the "first fuel," the most economical formula to reverse this unprecedented challenge and provide significant benefits to society. In this sense, a proposal for the Brazilian Decennial Energy Efficiency Plan (PDEf) was launched in 2020, which brings actions and goals for the year 2030 on EE at federal level aiming to generate lower energy intensities in the country. Looking to establish a further disaggregation level of the energy conservation policies portfolio, this work intends to go to the state level, taking the State of São Paulo as a case study. The aim is to make projections of electricity and fuel economy in relevant sectors for the year 2030 and propose adjustments in public policy. Based on the results, electricity savings of 11,171.46 GWh and fuel savings of 7486.74 ktoe are expected by 2030. These values are equivalent to, respectively, 5,1% of the electric energy consumption and 11% of the fuel consumption projected for São Paulo in 2030.

Keywords: Paris Agreement; 2030 Agenda; Energy conservation.

1. INTRODUCTION

It is undeniable that the energy sector is responsible for approximately 75% of the total global emissions (IEA, 2021a). Its transformation is fundamental to face the climate crisis, which has been debated since before the conception of the Paris Agreement on climate change. The goal that the signatory countries are discussing and committing to is to reach zero liquid by 2050, for which one of the

focuses of attention is to establish strategies in terms of energy efficiency (IEA, 2021b).

Brazil is one of the leading countries in energy terms. In 2020, the country was the 6th world's largest energy consumer (286 Mtoe) (ENERDATA, 2020). Despite the significant presence of renewable sources in the Brazilian energy matrix, one of its most important challenges is the growing trend of greenhouse gases (GHG) emissions (LIN, ANKRAH, MANU, 2017).

The National Energy Plan (PNE) deals with long-term energy planning in Brazil. EE strategies are consolidated in the National Energy Efficiency Plan (PNEf) within this horizon. On the other hand, the National Decennial Energy Plan (PDE) will drive investments in production and consumption, linking the trends established by the National Energy Matrix and the PNE. In 2021, the Decennial Energy Efficiency Plan (PDEf) proposal was published, a stage in the PDE preparation focused on consumption and purposeful actions to generate lower energy intensities (ELETROBRAS, 2021).

The PDEf aims to provide a portfolio of actions in important sectors for the country's economy: buildings, transport, industry, public service, and agriculture, at the federal level, to advance EE gains in Brazil. In this sense, looking for establishing a further level of disaggregation of the energy conservation policies portfolio made in PDEf, this work intends to go to the State level. It aims to make projections of electricity and fuel economy for the year 2030 and propose adjustments in public policy, taking Sao Paulo as a case study.

2. METHODS

Firstly, a qualitative analysis on EE legislation in Brazil and specifically in the Sao Paulo State was carried out. Table 1 summarizes the main socioeconomic and energy data for this state, which is the most populous in Brazil, home to approximately 22% of the national population. The state also has the highest GDP among all Brazilian states - 33% of the national GDP (SÃO PAULO, 2021a).

Table 1 – São Paulo's socioeconomic and energy data

General data	2019
State Area	248,222 km^2
Total population	44,315,000
Demographic density	178.53 hab./km^2
Total Households	15,108,000
Gross Domestic Product - GDP	R$ 2,388,247,000,000.00
Nameplate Capacity	26,898 MW
Electricity Production	67,942 GWh
Electricity Required - Consumption	151,120 GWh
Energy - Final Consumption	70,116,000 toe
Total Energy Intensity	0.072 toe/1000 R$ de 2005
Final Energy Consumption per capita	1.509 toe/hab.
CO2 emissions per inhabitant	1.614 tCO2/hab.

Source: SÃO PAULO (2021a)

Secondly, to model the data on energy and electricity consumption of the State of Sao Paulo until 2030, a quantitative analysis was carried out based on the projections of the PDEf proposal (ELETROBRAS, 2021), making a weighting between the respective sectoral consumption of the State concerning the country's consumption. The 2030 projections of the State assume as a hypothesis that the regional distribution of the population and consumption in the different sectors did not suffer significant alterations.

2.1. Data Collection and Analysis

Legislation data were collected from May to July 2021 and was characterized by a legislation review on EE in Brazil and Sao Paulo. Legislation, documents, and articles used were mainly available online from government agencies, legislative branches, and related energy institutions. On the other hand, the data on energy and electricity consumption of the State were found in SÃO PAULO (2021a), and the data at the national level were presented by EPE (2020) and PDE 2030 (EPE, 2021b).

The data analysis was carried out in two stages, considering different assumptions. First, energy consumption and EE projections for 2030 for the State of São Paulo were made based on the PDE 2030 (EPE, 2021b), whose impacts of covid-19 on the economy were duly incorporated. For the second stage,

projections are presented based on the weighting of the values of the PDEf proposal. These projections also consider the main mechanisms and policies identified at the state level. To estimate these policies and mechanisms' electricity and fuel economy, it was considered projections made by state level studies. When necessary, it was made some modifications considering covid-19 impacts. Some projections use annual growth rates based on similar programs internationally or through empirical observations.

2.2 General information on PDE 2030

The PDE is prepared annually by the Energy Research Office (EPE) and the Ministry of Mines and Energy (MME). The main objective of it is to indicate the perspectives, under the government's conception, of the energy sector expansion in ten years horizon, considering an integrated vision for different sources of energy. The most recent one is the PDE 2030, which started in March 2020 and concluded in December 2020. This document explored the economic recovery uncertainties due to the covid-19 pandemic and its impacts on planning. In PDE 2030 Chapter 9, projections of conserved energy are presented, referring to the difference between the projection of final energy consumption, including EE gains, and the energy consumption that would result if the technological standards of the base year of 2019 were maintained; that is, a zero gain in EE in 2019.

The projections based on the PDE for the São Paulo state was weighting to estimate the EE gains. The weighting was based on the ratio between energy and electricity consumption in São Paulo state and the respective consumption in Brazil. Thus, for data on electricity and fuel consumption in São Paulo in 2019, data from SÃO PAULO (2021a) were used, respectively, 151,120 GWh and 50,396x103 toe. Comparing these data with those of the PDE 2030, the State represented 27.7% of the country's electricity consumption and 25.42% of fuel consumption in 2019. For the State's total electricity and fuels' consumption, the projections indicated are in Table 2. On the other hand, Table 3 shows that EE gains in total electricity and fuel consumption, when calculated in toe, represent

5.3% of the projected total energy consumption in 2030 with the technological standards in effect in the base year.

It should be noted that this work, unlike the PDE 2030, does not include projections of the following Distributed Energy Resources: solar thermal energy for the residential sector, micro and mini distributed generation, and self-production of energy (not injected). The latter is the fraction of self-production destined for the self-service of the final consumer (eventual electricity generation surpluses are not considered). Finally, the total energy consumption projections of the PDE 2030 do not consider fuel consumption in the residential sector. The document assesses EE gains in electricity consumption in the service, transport, residential, industrial, and agricultural sectors.

Table 2 – Projections of efficiency gains in electricity and fuel consumption based on PDE 2030

Electricity (GWh)	**2019**	**2025**	**2030**
Total Electricity Consumption (TC)	151,120	181,347	220,169
Consumption with Conservation	151,120	177,146	210,937
Electrical Efficiency (EE)	0	4,201	9,232
(EE/TC) %	0.00%	2.32%	4.19%
Fuels (x1000 tep)	**2019**	**2025**	**2030**
Fuel Consumption (FC)	50,396	56,844	65,872
Consumption with Conservation	50,396	55,221	62,186
Energy Efficiency Of fuels (EE)	0	1,623	3,685
(EE/FC) %	0.00%	2.86%	5.59%

Table 3 – Projections of efficiency gains in energy consumption based on the PDE 2030

Total Energy (x1000 tep)	2019	2025	2030
Total energy consumption (A)	63,394	72,518	84,930
Consumption with Conservation	63,394	70,391	80,189
Electric Energy Efficiency (B)	0	361	793
Energy Efficiency of fuels (C)	0	1,623	3,685
Total Energy Efficiency (D=B+C)	0	1,984	4,479
Ratio (D/A) %	0.00%	2.74%	5.27%

2.3 Assumptions regarding the PDEf

This work, as well as the PDEf, addresses the following sectors: residential, commercial, and public buildings, industrial (not including the energy

sector), transport and services (only public lighting and sanitation). Regarding EE, unlike energy balances and other energy studies, the energy sector is not considered in the industry. All energy savings growth assumptions for programs at the federal level established in the PDEf were considered.

For public and buildings sectors, in which only electricity savings were considered, the total raised by the PDEf was weighted by 27.7%, which is equivalent to the electricity consumption of São Paulo in relation to Brazil. For all other sectors, consumption data by sector from SÃO PAULO (2021a) at the State level, and EPE (2020), at the Brazilian level were used to calculate the rates. For the transport sector, 28% was considered, which is the result of the final consumption of the transport sector of SP, 23,761 x 10^3 toe (SÃO PAULO, 2021a) and the consumption of Brazil, 84,864 x 10^3 toe (EPE, 2020). For the industrial sector, the share of electricity consumption by industries in the State of São Paulo is equivalent to 31.18% of the total in Brazil. Therefore, this was the rate used in the weighting of electric energy savings. The state's industrial sector alone consumes 39.31% of the total fuel consumption. For the agricultural sector, it was identified that São Paulo's electricity consumption is equivalent to 11.65% of the Brazilian total, and fuel consumption to only 4.3%. Estimations of efficiency rates for policies and mechanisms raised at the state and municipal levels were based on new assumptions, which varied across sectors.

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1. Public Policy in Sao Paulo State

Currently, cross-cutting state mechanisms refer mainly to promoting scientific research and credit lines to develop EE strategies (SÃO PAULO, 2012; 2019). The mechanisms of each sector are compiled mainly in the PPE 2020 (SÃO PAULO, 2012) and the Energy Matrix SP 2035 (SÃO PAULO, 2011). The state strategies can be summarized as follows: 1) for the public and building sectors, the focus is to implement the existing federal mechanisms (ex. PROCEL, P&D, and the ESCOs); 2) In the transport sector, the most significant initiative is the São Paulo State Vehicle Pollution Control Plan (PCPV), which proposes

actions to reduce vehicle emissions and fuel consumption. Another measure is related to the "Optimization of the Passenger and Cargo Transport Matrix," which includes the expansion of the metropolitan metro and train networks and other projects to replace modes of transport (SÃO PAULO, 2021b); and 3) in the industrial sector, the mechanism called "EE in the industry," which focuses on electricity consumption stands out (SÃO PAULO, 2011). Other measures in this sector are related to the establishment of a “Market of Conserved Energy Certificates” and tax policies.

3.2. Projections

Based on the projections, it is estimated 11,171.46 GWh of electricity savings and 7486.74 ktoe of fuel savings in 2030. These values are equivalent to, respectively, 5,1% of the electric energy consumption projected for São Paulo in 2030 and 11% of the fuel consumption. As it can be seeing in Table 4, the sector with the greatest potential for electricity savings is the industrial sector (51%), followed by the residential sector (26%) and the commercial and public sector (19%). In terms of fuel economy, passenger transport has the greatest potential (41%), followed by the industrial sector (38%) and cargo transport (21%). From the perspective of total energy savings, the industrial sector is the first (39.2%), followed by the passenger (36.4%) and cargo (18.6%) transport sectors.

Table 4 – Projections of energy savings by sector in 2030

Sector	Electric energy	Electric energy	Fuel savings	Total energy
Agriculture	248.46	21.35	16.79	38.14
Public Lighting	228.96	19.67	0.00	19.67
Sanitation	36.68	3.15	0.00	3.15
Residential	2921.48	251.03	0.00	251.03
Commercial and	2075.03	178.30	0.00	178.30
Industrial	5660.85	486.42	2826.73	3313.15
Transport Passenger	0.00	0.00	3071.01	3071.01
Transport Cargo	0.00	0.00	1572.22	1572.22
Total São Paulo	11171.46	959.92 ktoe	7486.75 ktoe	8446.67 ktoe

Table 5 and 6 reflect the sectors' energy gains, while Table 7 e 8 illustrate all sectors projections divided into three groups of actions. "Current Programs and Policies (CPP)" refer to existing mechanisms at the federal level with their respective points of improvement suggested by the PDEf in Chapter 2; "Additional Programs and Mechanisms (APM)" refers to the new mechanisms proposed by the PDEf in Chapter 3; "São Paulo" refers to existing policies at the state level. There is a part of the savings from "Autonomous Actions". Some sectors, such as industries and agriculture, implement, on their own, internal EE actions and programs that are not disclosed.

Table 5 – Final projections of electricity savings by sector (values in GWh)

Year	Agriculture	Public		Buildings		Industrial
		Public	Sanitation	Residential	Commercial	
2020	32.29	90.34	4.11	101.38	1515.79	872.79
2021	49.75	95.62	4.17	198.89	1561.24	1254.69
2022	68.51	101.20	4.23	331.29	1608.09	1654.82
2023	87.87	129.28	8.10	499.43	1690.97	2093.17
2024	108.60	135.55	8.22	720.20	1740.64	2550.43
2025	129.98	183.75	36.04	999.69	1795.04	3025.06
2026	153.05	193.56	36.17	1308.55	1847.80	3498.39
2027	176.56	201.02	36.29	1658.40	1902.26	3990.39
2028	202.43	211.70	36.42	2021.55	1958.13	4505.47
2029	224.26	220.07	36.55	2429.01	2015.98	5049.57
2030	248.46	228.96	36.68	2921.48	2075.03	5660.85

Table 6 – Final projections of fuel savings by sector (values in 1,000 toe)

Year	Agriculture	Industrial	Transport	
			Passenger	Cargo
2020	2.72	585.30	140.71	213.57
2021	3.84	771.61	333.51	303.23
2022	5.10	966.47	571.51	403.25
2023	6.32	1169.12	835.22	517.93
2024	7.67	1374.89	1082.20	650.52
2025	9.02	1591.29	1353.87	800.19
2026	10.54	1815.20	1651.22	953.51
2027	11.99	2047.85	1967.49	1093.21
2028	13.57	2290.07	2307.61	1239.30
2029	15.09	2543.47	2665.19	1397.58
2030	16.79	2826.73	3071.01	1572.22

Table 7 – Electricity Savings Projections Year by Year - All Sectors (values in GWh)

Year	Energy Savings (GWh)					Current Programs and Policies (CPP)						Additional Programs and Mechanisms (APM)				São Paulo
	Total	Total PDEf	Autono-mous Actions	CCP	APM	LEE	PBE	PROCEL	CON PET	PEE	Other Government Programs and Policies	Auc-tion	Labe-ling	Minimum level	ASPM	PPE +PIEE
2020	2616.81	2339.68	351.34	1988.33	0.00	262.28	465.39	1214.04	0.00	42.21	4.40	0.00	0.00	0.00	0.00	277.13
2021	3164.53	2872.59	778.65	2093.94	0.00	269.42	478.52	1294.55	0.00	44.67	6.78	0.00	0.00	0.00	0.00	291.94
2022	3768.43	3460.87	1254.87	2206.00	0.00	276.84	491.98	1380.48	0.00	47.35	9.34	0.00	0.00	0.00	0.00	307.55
2023	4508.92	4184.91	1803.63	2359.08	22.20	341.17	519.65	1432.23	0.00	54.05	11.98	0.00	0.01	0.03	22.16	324.00
2024	5263.83	4922.48	2067.22	2506.61	348.65	349.64	533.82	1551.03	0.00	57.31	14.81	251.31	0.01	0.03	97.30	341.34
2025	6169.68	5810.06	980.37	2652.38	2177.31	358.14	548.61	1667.03	0.00	60.87	17.72	783.65	28.07	0.03	1365.56	359.62
2026	7037.45	6658.56	1548.55	2802.95	2307.06	366.92	563.74	1786.66	0.00	64.76	20.87	795.39	33.05	0.03	1478.58	378.88
2027	7964.96	7565.77	2221.80	2985.60	2358.37	376.27	579.48	1936.74	0.00	69.02	24.08	806.94	38.13	0.03	1513.27	399.19
2028	8936.11	8515.52	2858.30	3163.37	2493.84	385.65	595.57	2080.88	0.00	73.67	27.60	819.96	43.72	0.03	1630.14	420.59
2029	9975.41	9532.26	3628.88	3349.54	2553.84	395.31	612.00	2232.39	0.00	78.76	31.07	834.21	48.31	0.03	1671.29	443.15
2030	11171.46	10704.52	4530.12	3558.32	2616.09	405.23	628.92	2404.87	0.00	84.33	34.96	848.74	53.39	0.03	1713.94	466.94

[1]

[1] LEE - Energy Efficiency Law; PBE - Brazilian Labeling Program; PROCEL - National Electric Energy Conservation Program; CONPET - National Program for the Rationalization of the Use of Petroleum Derivatives and Natural Gas; PEE - Energy Efficiency Program; Other Government Programs and Policies (various actions in the agricultural sector); AUCTION - Energy efficiency auctions; LABELING - Labeling of new equipment; MINIMUM LEVEL - Establishment of a minimum level of energy efficiency of equipment; ASPM - Additional Sectoral Programs and Mechanisms (suggested by the PDf); PPE – São Paulo Energy Plan; PIEE – Integrated Energy Efficiency Plan.

Table 8 – Fuel Savings Projections Year by Year - All Sectors (values in 1,000 toe)

Year	**Energy Savings** (1.000 tep)					Current Programs and Policies (CPP)					Additional Programs and Mechanisms (APM)				São Paulo
	Total	Total PDEf	Autono-mous Actions	CCP	APM	LEE	PBEV	PROCEL	CON PET	Other Government Programs and Policies	Auc-tion	Labe-ling	Minimum level	ASPM	CPP SP
2020	942.31	410.46	303.86	106.60	0.00	0.00	14.97	9.04	0.00	82.58	0.00	0.00	0.00	0.00	531.85
2021	1.412.20	740.72	472.68	268.04	0.00	0.00	39.32	13.76	0.00	214.96	0.00	0.00	0.00	0.00	671.48
2022	1.946.32	1.134.47	649.09	485.39	0.00	0.00	71.81	18.87	0.00	394.71	0.00	0.00	0.00	0.00	811.85
2023	2.528.88	1.575.89	831.75	456.84	287.29	0.00	119.10	24.77	0.00	312.97	0.00	0.00	0.00	287.29	952.99
2024	3.115.06	2.020.11	934.37	622.78	462.95	0.00	158.97	38.92	0.00	424.90	45.05	0.00	0.00	417.90	1094.95
2025	3.754.80	2.517.05	464.95	808.62	1243.47	0.00	204.81	46.78	0.00	557.03	229.82	1.95	0.00	1011.70	1237.76
2026	4.429.73	3.048.27	617.78	1010.22	1420.28	0.00	255.60	54.64	0.00	699.98	234.63	2.28	0.00	1183.37	1381.46
2027	5.120.82	3.594.73	797.63	1226.19	1570.90	0.00	308.56	71.54	0.00	846.08	239.71	2.59	0.00	1328.60	1526.10
2028	5.850.37	4.178.66	964.47	1451.33	1762.85	0.00	366.39	80.98	0.00	1003.96	244.78	2.93	0.00	1515.14	1671.72
2029	6.620.35	4.801.99	1.169.07	1694.68	1938.24	0.00	428.45	91.20	0.00	1175.02	250.10	3.25	0.00	1684.89	1818.36
2030	7.486.74	5.520.66	1.400.86	1979.03	2140.77	0.00	501.03	102.71	0.00	1375.29	255.53	3.61	0.00	1881.63	1966.09

2

[2] LEE - Energy Efficiency Law; PBEV - Brazilian Vehicle Labeling Program; PROCEL - National Electric Energy Conservation Program; CONPET - National Program for the Rationalization of the Use of Petroleum Derivatives and Natural Gas; Other Government Programs and Policies (various actions in the agricultural and transport sectors); AUCTION - Energy efficiency auctions; LABELING - Labeling of new equipment; MINIMUM LEVEL - Establishment of a minimum level of energy efficiency of equipment; ASPM - Additional Sectoral Programs and Mechanisms (suggested by the PDf); CCP SP – It covers PPE and Matrix 2035 policies for the industrial sector and others for the Transport sector (São Paulo State Vehicle Pollution Control Plan (PCPV), Optimization of the Passenger and Cargo Transport Matrix, Truck Renewal Program, State Emission Control Program of Smoke from the Diesel Fleet).

4. POLICY PROPOSITIONS AND FINAL CONSIDERATIONS

According to the results, the sectors that contribute the most to the energy shortage in the state of São Paulo are the industrial sector and the transport sector (passengers). For this reason, this work establishes additional proposals that promote EE in these specific sectors. Concerning the transport sector, the first proposal is called “Vehicular EE,” which was introduced in the European Union in 2009. It establishes intermediate goals that facilitate the adaptation of the automotive industry concerning GHG emissions and energy consumption. Companies that do not comply with the stipulated limits must pay a “premium” corresponding to the remaining amount to fulfill their objectives. Other measures established in several European countries refer to fiscal measures and taxes that can impact the energy consumption associated with vehicles, ownership levels, annual mileage traveled and specific consumption of each vehicle, etc. (MARIANO, 2014). Finally, for the industrial sector, the Energy Audits, which have been a successful instrument in several countries, are used to assess energy use to identify, quantify, inform, promote, and sensitize companies about possible profitable actions and opportunities that could influence their energy savings (ANDREI et al., 2021). This mechanism has already demonstrated its effectiveness in accelerating the implementation of EE in companies.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDREI, M. et al. “Decarbonization of industry: Guidelines towards a harmonized energy efficiency policy program impact evaluation methodology”. 2021

ELETROBRAS. “Proposta do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf)”. 2021. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PlanoDecenalEficienciaEnergetica.aspx> Acesso: 03 maio 2022.

ENERDATA. “Total Energy Consumption”. 2020. Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html> Acesso: 03 maio 2022

EPE. “Balanço Energético Nacional 2020”. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020> Acesso: 03 maio 2022

EPE. “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030”. 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030> Acesso: 03 maio 2022

IEA. “Net zero by 2050 plan for energy sector is coming”. 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/net-zero-by-2050-plan-for-energy-sector-is-coming> Acesso: 03 maio 2022

IEA. “How Energy Efficiency Will Power Net-Zero Climate Goals”. 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/how-energy-efficiency-will-power-net-zero-climate-goals> Acesso: 03 maio 2022

LIN, B., ANKRAH, I., MANU, S. A. “Brazilian energy efficiency and energy substitution: A road to cleaner national energy system”. 2017

MARIANO, J. B. “Eficiência Energética no setor de transportes da União Europeia”. 2014

SÃO PAULO (Estado). “Governo de SP destina R$ 100 milhões para projetos de pesquisas científicas”. 2019. Disponível em: <https://www.saopaulo.sp.gov.br/sala-de-imprensa/release/governo-de-sp-destina-r-100-milhoes-para-projetos-de-pesquisas-cientificas/> Acesso: 30 fev. 2022

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Energia. “Matriz Energética do Estado de São Paulo 2035”. 2011. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/proclima/2011/03/09/matriz-energetica-do-estado-de-sao-paulo-2035/> Acesso: 15 jun. 2021

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Energia. “PPE 2020 - Plano Paulista de Energia”. 2012. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/proclima/2012/05/09/ppe-2020-plano-paulista-de-energia/> Acesso: 12 maio 2022

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Infraestrutura e Meio Ambiente, Cetesb. “PCPV - Plano de Controle de Poluição Veicular 2020 – 2022”. 2021b. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/veicular/wp-content/uploads/sites/6/2021/01/PCPV-Plano-de-Controle-de-Poluicao-Veicular-do-Estado-de-Sao-Paulo-2020-2022.pdf> Acesso: 03 maio 2022

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Infraestrutura e Meio Ambiente. “Balanço Energético do Estado de São Paulo 2021”. 2021a. Disponível em: < https://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br//portalcev2/intranet/BiblioVirtual/diversos/BalancoEnergetico.pdf > Acesso: 03 maio 2022

ENETRIX, O APLICATIVO WEB DA COOPERAÇÃO ENERGÉTICA NO MUNDO

Kenji Aranha Sato[1]; Iure Paiva[1]

[1]*Universidade Federal da Paraíba*

RESUMO

O Enetrix é uma aplicação web para registro, monitoramento e análise de acordos internacionais firmados pelo Brasil na área de energia com outros países e/ou organizações transnacionais. O sistema pode ser classificado na categoria de software centralizado em redes que fornece recursos especializados, funções computacionais e conteúdo para o usuário final, que estão integrados a bancos de dados. Este trabalho apresenta como ocorreu a concepção e construção do Enetrix, bem como apresentar as funcionalidades que o sistema possui.

Palavras-chave: Segurança energética; Diplomacia energética; Acordos internacionais; Brasil; Aplicativo web.

ABSTRACT

Enetrix is a web application for recording, monitoring and analyzing international agreements signed by Brazil in the energy sector with other countries and/or transnational organizations. The system can be included in the category of software centered in networks that offer specialized resources, computational functions for the end user, which are integrated into databases. This system presents as a creation and construction of Enetrix, as well as presenting the functionalities that it has.

Keywords: Energy security; Energy diplomacy; International Agreements; Brazil; Web application.

1. INTRODUÇÃO

Considerado tema de segurança nacional, a energia é um dos setores tratados em atos de cooperação internacional. O que se busca em geral é

atender a oferta e demanda de energia, avaliadas nas decisões de investimento internacionais com repercussão em diversas áreas da vida econômica e social. Assim, frente à clara relevância do setor energético para o país, a dimensão diplomática desenvolvida pelos governos requer destaque, devendo contar com ferramentas de análise de dados que tenham confiabilidade e visualização adequada de resultados.

Com efeito, o acesso à energia torna-se uma matéria central e pertinente das economias nacionais e agências internacionais, pois, representa, entre outros aspectos, um notável fator estratégico na criação de acordos e demais atos bilaterais e multilaterais entre os atores no cenário internacional. Em geral, busca-se estabelecer promover interesse mútuo das partes, que garantam a sobrevivência e o desenvolvimento humano e natural em distintas unidades de governança, desde o nível local ao global. As demandas nesse sentido envolvem questões de ordem política, militar, tecnológica, econômica, social, ambiental, dentre outras, as quais exigem, em certos casos, ações cooperativas de amplitude internacional (cf. CASTRO, ROSENTAL, 2016; CORRELJE, LINDE, 2006).

Diante disso, este artigo tem como intuito relatar a experiência de pesquisa e desenvolvimento da aplicação web Energy Treaties Matrix – Enetrix, uma plataforma criada para analisar e monitorar o desenvolvimento da diplomacia energética brasileira. Construída em 2020, a aplicação web visa o processamento de dados de acordos internacionais firmados entre o Brasil e países estrangeiros e/ou organizações transnacionais a partir de 1990, especificamente, na área da energia, contando com diversificadas formas de visualização desses dados.

O propósito é facilitar, através de ferramentas tecnológicas inovadoras, a visualização dos dados a fim de assistir a tomada de decisões na área, bem como o desenvolvimento de pesquisa e produção de informação de interesse jornalístico, por exemplo. Trata-se, então, de um sistema que tem a capacidade de cruzar metadados de acordo com a consulta do usuário, podendo retornar

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

informações quantitativas e qualitativas em forma de relatórios, gráficos, mapas e tabelas, incluindo modelos comparativos relacionais de múltiplos atos.

O artigo está estruturado em 3 seções, incluindo esta introdução. A próxima seção apresenta a metodologia utilizada no estudo em questão bem como as tecnologias utilizadas. Na terceira seção são apresentados os resultados da pesquisa até o presente momento.

2. METODOLOGIA

Os dados foram coletados a partir da plataforma “Concordia Itamaraty” do Ministério das Relações Exteriores (DAI-MRE), utilizando-se como parâmetro de busca palavras-chave que tivessem relação com a temática, tais como “energia”, “bioenergia”, “petróleo”, “gás”, e como marco temporal os anos de 1990 a 2021, tendo como resultado 447 (quatrocentos e quarenta e um) atos de caráter bilateral e/ou multilateral firmados pelo Brasil com 108 parceiros internacionais. Os dados estão armazenados em um banco de dados relacional, PostgreSQL (sistema gerenciador de banco de dados relacional), seguindo um diagrama entidade-relacionamento, baseado nas necessidades do sistema.

Utilizou-se arquitetura de software em camadas, que foi escolhida por ser uma das mais utilizadas para assegurar mais produtividade e qualidade na etapa de desenvolvimento de um projeto web, o qual é focado na velocidade, simplicidade e produtividade (Spring.io, 2021), demonstrando ser adequada para a estruturação e funcionalidade previstas para a Enetrix.

Para a parte visual do sistema utilizou-se um template que foi sendo modificado de acordo com o necessário para melhorar a experiência do usuário. Visualizando o seu uso internacional, o sistema foi desenvolvido todo em inglês, mas de forma que fosse simples e mostrasse informações pertinentes, dessa forma mostrando gráficos da evolução dos atos ao longo do tempo, entre governos e tipos de documentos, bem como números totais de atos disponíveis, quantidade de parceiros e quantidade de recursos diferentes citados nos atos.

Inicialmente foram feitas telas utilizando a ferramenta Adobe XD, que é utilizada para a prototipação de baixo nível, sendo uma boa forma de inicialmente

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

visualizar o contexto e as funcionalidades, dessa forma otimizando a modelagem de acordo com a preferência do usuário. Nesse trabalho, foi de fundamental importância as reuniões de análise do desempenho do sistema que incluem discentes de graduação, pós-graduação, docentes e pesquisadores de Relações Internacionais, Ciência da Computação e de outras áreas do conhecimento, visando a experiencia do usuário. A pesquisa e desenvolvimento que deu origem ao Enetrix foi realizada no âmbito do Grupo de Estudos sobre Segurança Energética – Gesene (www.gesene.ufpb.br), vinculado ao Departamento de Relações Internacionais, da Universidade Federal da Paraíba.

Todos os processos descritos serviram para o desenvolvimento do MVP (Produto mínimo viável), empregando uma técnica de desenvolvimento em que um novo produto ou site é desenvolvido com recursos suficientes para satisfazer os primeiros usuários (Techopedia.2014), foram decididos e executados seguindo uma metodologia do modelo ágil de desenvolvimento em espiral. Segundo SOMMERVILLE (2011), o Modelo em Espiral “combina prevenção e tolerância a mudanças, assume que mudanças são um resultado de riscos de projeto e inclui atividades explícitas de gerenciamento de riscos para sua redução”. PRESSMAN (2006) também diz que o modelo é “uma abordagem realista do desenvolvimento de sistemas e softwares de grande porte usando a prototipagem como mecanismo de redução de riscos”, com demandas e entregas ao fim de cada iteração, basicamente a cada 7 dias.

3. RESULTADOS

A pesquisa desenvolvida possibilitou a criação e estruturação de robusto e confiável banco de dados próprio, contendo diversas informações e cópia de todos os atos internacionais na área de energia, firmados pelo governo brasileiro desde 1990 a 2021, elaborado a partir de consulta ao sistema "Concórdia", base de dados disponível na internet e mantida pelo Departamento de Atos Internacionais (DAI) do Ministério das Relações Exteriores do Brasil (MRE). A base de dados elaborada está consolidada em um banco de dados relacional, PostgreSQL, e conta com mais de 440 registros de atos internacionais firmados

pelo Brasil que envolvem direta ou indiretamente a área de energia. Trata-se de fonte documental, resultado de pesquisa exploratória que pode ser utilizada para uma infinidade de propósitos pertinentes às interações entre energia e relações internacionais, envolvendo aspectos relativos a questões de segurança, social, política, econômica, ambiental, tecnológica, cooperação de outras temáticas, seja num contexto nacional ou internacional.

Ainda, em relação a outros resultados decorrentes da presente pesquisa, a Enetrix está em pleno funcionamento no servidor da Universidade Federal da Paraíba, podendo ser utilizado de forma segura e simples por ter sido desenvolvido pensando na experiência do usuário. Existem documentações que podem ajudar na evolução do projeto em pesquisas futuras. O Enetrix pode ser acessado através do seguinte endereço: www.gesene-dev.ufpb.br.

O Enetrix é uma plataforma de registro, monitoramento e análise, cuja versão atual conta com uma navegação lateral para ativar diferentes funções da plataforma, contendo: 1. acesso à Página inicial (Home); 2. Pesquisa de atos (Search for docs), onde o usuário pode colocar os filtros da sua pesquisa, como parceiro, região, continente, recurso, matriz e data, dessa forma podendo fazer inúmeros tipos de pesquisas através dos cruzamentos de dados e combinação de filtros, viabilizando a comparação com dados de outras áreas como econômica e social; 3. Glossário (Glossary), contendo alguns termos da área de Relações Internacionais que podem aparecer nos atos e seus significados; 4. e, uma opção Sobre (About), que explica o que é o projeto.

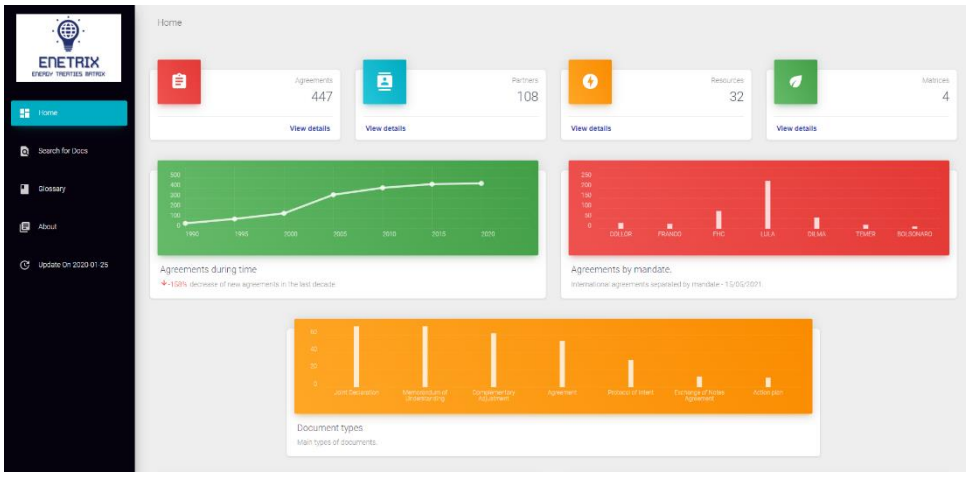


Figura 1 – Página Home

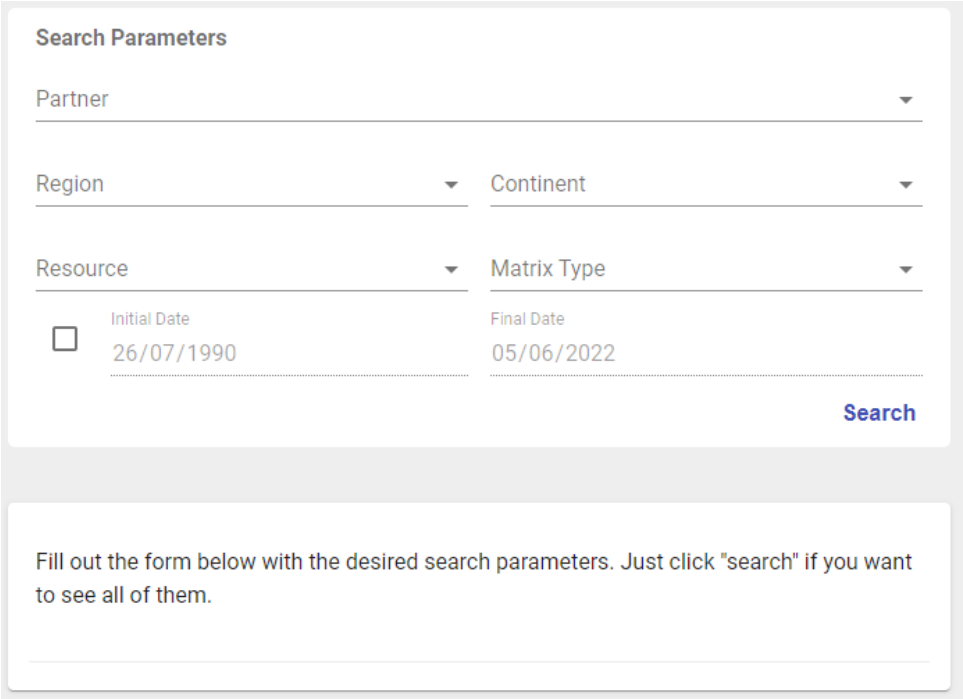


Figura 2 – Search for docs

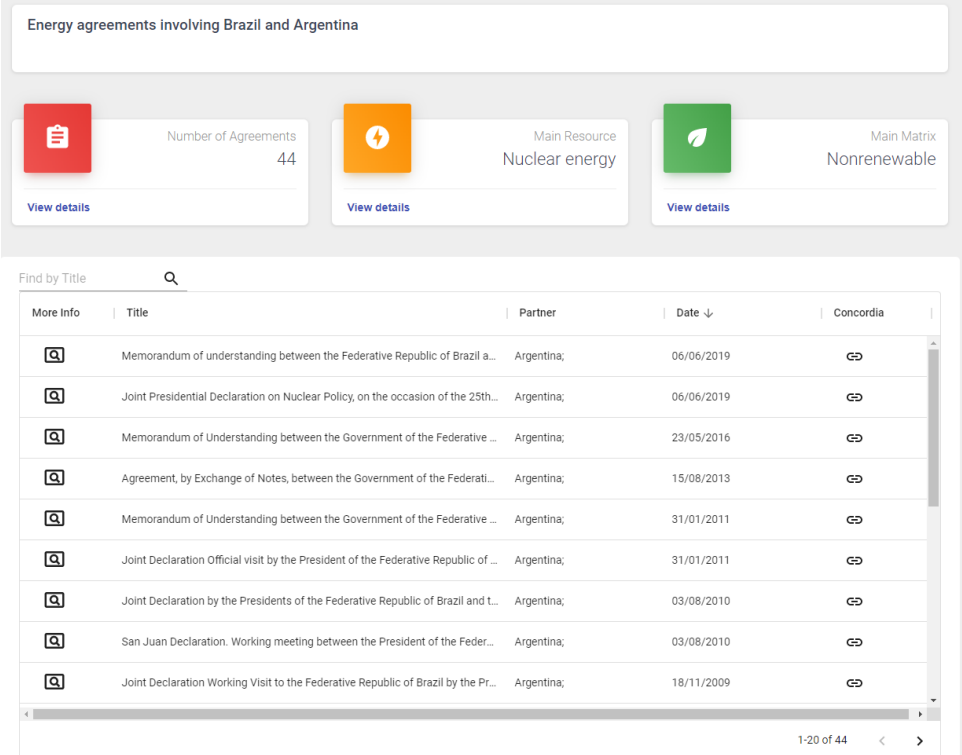


Figura 3 – Resultado da pesquisa de acordos com a Argentina

Em entrevistas informais realizadas com vários atores governamentais e não governamentais (nacionais e internacionais) revelaram grande interesse em um sistema que ora é desenvolvido. Da mesma forma, as pesquisas realizadas até o momento mostraram que não existe no mundo nenhuma plataforma com a utilidade e capacidade desta que ora se propõe a evoluir.

O Enetrix será testado em ambiente relevante a partir de julho de 2022 no âmbito do Ministério das Relações Exteriores, em especial, no Departamento de Energia e Agronegócio e em postos diplomáticos e consulares do país no exterior. Isso é resultado parceria estabelecida entre o Gesene e o MRE, que despertou interesse diplomático pela ferramenta e revelou sua funcionalidade. Com isso, a previsão é de que a ferramenta venha evoluir muito mais, a partir da avaliação pelos diplomatas e das sugestões que devem surgir para melhoria da aplicação web, que está apenas em sua fase inicial.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em comparação com repositórios de acordos com sistema de busca – como a plataforma “Concórdia” do Brasil e a “TIAS Platform” dos EUA – o Enetrix representa um extraordinário melhoramento no acesso a informações e análises sobre questões inerentes à segurança energética e temas correlatos. Em relação à ferramenta “Data and Statistics” da Agência Internacional de Energia, no momento o Enetrix é solução complementar, dado que ali há informações e análises sobre o mercado de energia, porém não aquelas derivadas dos acordos internacionais. Com suas próprias peculiaridades, o Enetrix deve trilhar os caminhos para ser um aplicativo nos moldes do ‘Observatory of Economic Complexity’, do MIT. Nesse sentido, deve ampliar sua base de dados e recursos a serem disponibilizados ao usuário.

Analisando o sistema atual pode-se visualizar uma evolução nas suas funcionalidades e sua abrangência, futuramente se tornando uma ferramenta que inclua vários outros países. Da mesma forma, considera-se a capacidade do sistema identificar termos contidos nos atos internacionais analisados utilizando agentes inteligentes e o processamento de linguagem natural, dessa forma aprimorando a qualidade e confiabilidade das informações disponíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CASTRO, N.; ROSENTAL, R. (Org.). Integração e segurança elétrica na América Latina. Rio de Janeiro: Oficina de Livros, 2016.

CORRELJE, A.; LINDE, C. Energy supply security and geopolitics: A European perspective. Energy Policy, n. 34, p. 532–543, 2006.

SOMMERVILLE, I. Engenharia de Software. 8. ed. São Paulo: Pearson Addison Wesley, 2007.

PRESSMAN, R. Software Engineering: a practitioner 's approach. 8ª ed., p. 35, 2014.

spring.io, 2021, Why Spring?. Disponível em: < https://spring.io/why-spring >. Acesso em: 17 de junho de 2021.

Techopedia. What Does Minimum Viable Product (MVP) Mean?. Techopedia,2014.

ENSAIO SOBRE O IMPACTO DOS CONTRATOS DE ENERGIA TÉRMICA INFLEXÍVEL NO CUSTO DE OPERAÇÃO DO SUBSISTEMA SE/CO

Larissa Sbrissia Santos[1]; Daniel Henrique Marco Detzel[1]

[1]*Universidade Federal do Paraná*

RESUMO

As usinas térmicas são empreendimentos estratégicos na composição da matriz energética para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Elas têm capacidade de fornecer energia despachável, aumentando a segurança e confiabilidade energética do sistema, mas impactam o custo de operação, a depender do combustível usado para gerar energia. Espera-se que nesta década os subsídios e contratos para a geração de energia térmica terminem, o que torna necessária a análise de diferentes mecanismos de contratação para esse tipo de fonte de energia visando a otimização do aproveitamento do parque gerador térmico brasileiro. Este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento do custo de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN, considerando dois cenários: um deles no qual há a vigência dos contratos de energia térmica inflexível, enquanto o outro não apresenta contratos de energia térmica inflexível. Os resultados mostram um custo operacional maior no cenário em que se considera a vigência dos contratos de energia térmica inflexível.

Palavras-chave: Custo da Operação; Termelétricas; Contratos de Energia.

ABSTRACT

Thermal power plants are strategic assets for the operation of any electrical system, as they provide dispatchable energy, increasing system's reliability, and at the same time impact on system's operating cost. In Brazil, government benefits for thermal energy generation will expire in this decade, therefore it is important to investigate how to optimize the contracting of thermal energy. This work aims to analyze the behavior of the operational cost of Brazil's

Southeast/Center-West subsystem in two different scenarios: considering inflexible thermal energy contracts and not considering inflexible thermal energy contracts. The results show a higher operating cost in the scenario in which the inflexible thermal energy contracts are considered.
Keywords: Operational Cost; Thermal Energy; Energy Contracts.

1. INTRODUÇÃO

As Usinas Termelétricas (UTEs) têm um papel estratégico importante na segurança e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), pois diferentemente das fontes de energia renováveis como eólica, solar e hidrelétrica a fio de água, a energia termelétrica é despachável, ou seja, pode ser acionada a qualquer tempo para atender a demanda. Elas começaram a ganhar mais espaço na matriz elétrica brasileira a partir dos anos 90 e se consolidaram após a crise energética de 2001, com a implementação de incentivos para a geração de energia termelétrica, como o do Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT) e os subsídios ao custo de combustíveis promovidos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Entretanto, sua principal desvantagem é o comportamento do custo marginal da operação, pois os combustíveis têm custo variável. Além disso, hoje em dia esses custos estão com tendência de alta, por estarem sujeitos às flutuações do mercado internacional, o que pode afetar a formação de preços de energia, consequência do aumento do custo operacional do sistema elétrico.

Nos próximos 10 anos haverá o término do prazo de concessão de incentivos aos custos de operação das UTEs, com o término dos contratos CCEAR e do PPT (que possui prazo estabelecido de 20 anos após o início da operação, conforme o Decreto n° 3.371/2000). Dessa forma, esse momento se faz propício para analisar os mecanismos de contratação dos diferentes tipos de energia térmica no setor elétrico e buscar a reorganização desses mecanismos para se otimizar a operação do SIN tanto em termos energéticos quanto em termos econômicos.

Tendo em vista esse objetivo, este trabalho propõe analisar o comportamento do Custo Operacional (CO) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) do SIN através da modelagem da operação do subsistema, considerando dois cenários que diferem quanto à forma de contratação da energia térmica: o cenário 1, que representa um cenário baseado no atual, no qual se tem parte do parque gerador térmico comprometido com contratos de geração de energia inflexível e o cenário 2, no qual se tem um parque gerador térmico inteiramente à disposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sem contratos de geração de energia inflexível.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelo

Para a análise, realizaram-se simulações da operação do subsistema SE/CO utilizando uma simplificação do modelo de otimização proposto por Lopes (2007). O modelo representa um sistema hidrotérmico composto por usinas hidrelétricas, usinas térmicas e fontes alternativas de energia. A capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs) é representada por um único reservatório equivalente. De forma análoga, a capacidade de geração hidrelétrica, por uma única usina equivalente. O armazenamento nos reservatórios é descrito como energia potencial (MWmédio), considerando um valor médio de produtividade, assim como as vazões afluentes e defluentes.

2.1.1 – Balanço Hidro Energético

O Balanço Hidro Energético do modelo é dado pelas seguintes equações:

$$EAR_t = EAR_{t-1} + ENA_t - GH_t - VT_t \quad (1)$$

$$EAR_{cenário\ 1} \approx EAR_{cenário\ 2} \quad (2)$$

Onde:

EAR_t – Energia armazenada no patamar de tempo t (MWmédio)

EAR_{t-1} – Energia armazenada no patamar de tempo $t-1$ (MWmédio)

ENA_t – Energia Natural Afluente no patamar de tempo t (MWmédio)

GH_t – Geração Hidráulica no patamar de tempo t (MWmédio)

VT_t – Vertimento no patamar de tempo t, se existir (MWmédio)

A Energia Armazenada (EAR) corresponde à energia potencial equivalente ao volume de água armazenado no respectivo patamar de tempo (MWmédio). A Energia Natural Afluente é energia referente à vazão natural afluente para todas as usinas do sistema (considerando a produtividade média das usinas). Como o objetivo desse ensaio é investigar o impacto do modo de contratação das UTEs no CO do sistema, condicionou-se que a EAR do cenário 1 seja próxima à EAR do cenário 2, para que as variações de custo entre os cenários não sejam decorrentes de variações da geração hidráulica.

2.1.2 – Balanço Energético do Modelo

O balanço de energia do subsistema é dado pela equação 3.

$$\boldsymbol{DE_t = GH_t + GTinf_t + GTdesp_t + Gpct_t + Gpch_t + GE_t + GS_t + INT_t + DEF_t} \quad (3)$$

Onde:

DE_t – Demanda de Energia Elétrica do subsistema no patamar de tempo t (MWmédio)

GH_t – Geração Hidrelétrica no patamar de tempo t (MWmédio)

$GTinf_t$ – Geração Termelétrica inflexível no patamar de tempo t (MWmédio)

$GTdesp_t$ – Geração Termelétrica despachável no patamar de tempo t (MWmédio)

$Gpct_t$ – Geração de Pequenas Centrais Termelétricas no patamar de tempo t (MWmédio)

$Gpch_t$ – Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas no patamar de tempo t (MWmédio)

GE_t – Geração Eólica no patamar de tempo t (MWmédio)

GS_t – Geração Solar no patamar de tempo t (MWmédio)

INT_t – Intercâmbio líquido de energia para o subsistema no patamar de tempo t (MWmédio)

DEF_t – Déficit de atendimento da demanda no patamar de tempo t (MWmédio)

Para o modelo, as variáveis da equação são a geração hídrica GH_t e a geração térmica despachável $GTdesp_t$. Os demais termos são dados de entrada.

2.1.3 – Custo de Operação

O custo operacional de cada patamar de tempo é dado pela equação 4:

$$\boldsymbol{CO_t = CGTdesp_t + CDEF_t + CINT_t} \quad (4)$$

Onde:

CO_t – Custo da Operação no patamar de tempo t (R$)

$CGTdesp_t$ – Custo da Geração Termelétrica despachável no patamar de tempo t (R$)

$CINT_t$ – Custo do Intercâmbio líquido de energia para o subsistema no patamar de tempo t (R$)

$CDEF_t$ – Custo do Déficit de atendimento da demanda no patamar de tempo t (R$)

2.1.4 – Problema de Otimização

O modelo de otimização tem como objetivo minimizar o custo de operação do sistema, conforme a equação 5:

$$\boldsymbol{min\,(CO) = CGTdesp + CDEF + CINT} \quad (5)$$

A equação de otimização (5) está sujeita à equação de balanço de energia (3), à equação de balanço hidro energético (1) e às seguintes restrições:

$$\boldsymbol{DEF_t \geq 0} \quad (6)$$

$$\boldsymbol{GH_t \leq ENA_t + EAR_{t-1}} \quad (7)$$

$$\boldsymbol{GTdesp_t \leq CTdisp_t} \quad (8)$$

$$\boldsymbol{EAR_t \geq \varphi * EARmax} \quad (9)$$

$$\boldsymbol{GHmin_t \leq GH_t \leq GHmax_t} \quad (10)$$

Onde:

$CTdisp_t$ – Capacidade Térmica disponível para despacho (MWmed)

$EARmax$ – Energia armazenada máxima do subsistema (MWmês)

φ – Coeficiente referente ao limite inferior da EAR

$GHmin_t$ – Geração Hidrelétrica mínima no patamar de tempo t (MWmédio)

$GHmax_t$ – Geração Hidrelétrica máxima no patamar de tempo t (MWmédio)

A otimização foi feita utilizando uma planilha eletrônica do Microsoft Excel, juntamente com o suplemento *solver*, que tem seus direitos autorais registrados pela empresa *Frontline Systems Inc*. e *Optmal Methods Inc*.

2.2 Ensaio

O ensaio consiste na simulação da operação horária do subsistema SE/CO. O período da análise é a semana do dia 06/11/2021 até o dia 12/06/2021, no qual o subsistema passava por um período hidrológico desfavorável e recebia, portanto, um montante significativo de energia proveniente de outros subsistemas do SIN (ONS, 2022).

A operação do subsistema foi simulada em dois cenários diferentes: o cenário 1, no qual se considera a vigência de contratos de geração térmica inflexível e o cenário 2, no qual o subsistema opera sem contratos de energia térmica inflexível, com 100% do potencial térmico disponível para despacho.

2.2.1 – Dados de entrada do modelo

Os dados de entrada estão representados na Figura 1 e disponíveis no site do ONS e no deck de dados do DESSEM, no site da CCEE. São eles: a Energia Natural Afluente (ENA) média diária, a geração eólica, solar, térmica

inflexível, de PCHs, de PCTs, o intercâmbio de energia entre o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e outros subsistemas e a demanda ao longo do tempo.

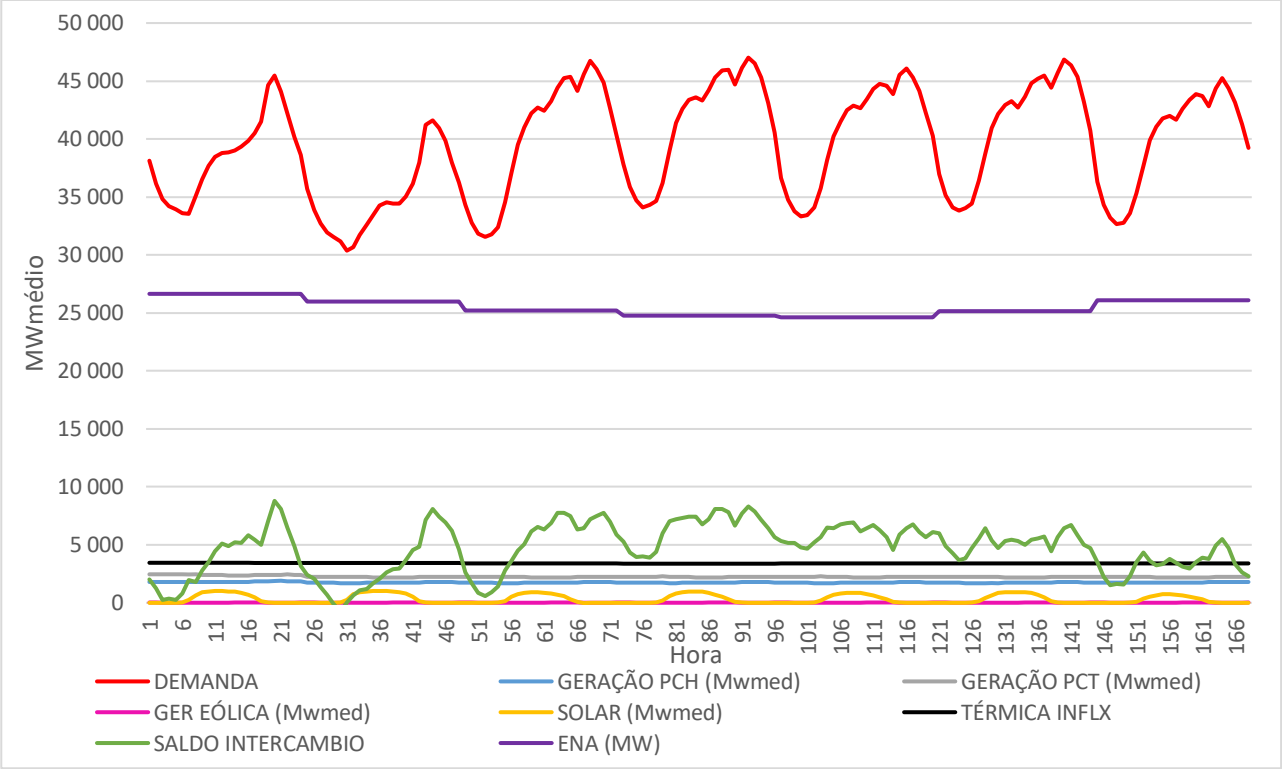


Figura 1 – Dados de Entrada do Modelo (A Autora, baseado nos dados da CCEE e ONS, 2022)

Os dados de entrada fixos, referentes as condições de contorno do modelo são:

- Capacidade máxima de geração termelétrica disponível para despacho: 7.878 MWmédios (a lista de UTEs será detalhada no próximo item)
- Energia Armazenada EAR na primeira hora de análise: 38.061 MWmês, o equivalente a 25.100.981 MWmédio
- Capacidade máxima de armazenamento do subsistema sudeste/centro-oeste: 204.560 MWmês, o equivalente a 147.283.807 MWmédio
- Em relação ao coeficiente φ, observou-se a menor EAR ocorrida nos resultados operativos da semana analisada e estabeleceu-se um limite inferior de 17% para o problema de otimização.

2.2.2 – Custos Fixos e Curvas de Custo Marginal da Geração Térmica

O custo do déficit de suprimento de energia elétrica foi o valor de R$ 7643,82/MWh (CCEE, 2022). O custo do intercâmbio de energia considerado foi de R$ 132,73/MWh. Esse custo foi calculado pela média dos custos dos contratos de intercâmbio de energia (importação) para o subsistema SE/CO em novembro de 2021, disponíveis no site da CCEE, no deck de dados do DESSEM (CCEE, 2022).

A curva de custo marginal foi calculada baseada no parque termelétrico a disposição do SIN no subsistema SE/CO. Considera-se que as UTEs vão sendo acionadas por ordem do menor para o maior custo por MW, com exceção das UTEs que possuem contratos de geração de energia fixa. Foram desenvolvidas duas curvas, considerando os cenários com e sem geração inflexível:

- Cenário 1: considera-se que há contratos de energia térmica inflexível vigentes, logo, a curva de custo marginal da energia térmica abrange apenas a potência de geração térmica disponível para despacho, excluindo a potência que já está contratada.
- Cenário 2: considera-se que não há contratos de geração inflexível vigente, dessa forma, todo parque gerador térmico do subsistema está disponível para despacho e são considerados na curva do custo marginal.

Segundo os dados do da CCEE, na semana da análise, existiam 23 usinas térmicas à disposição do SIN, dentre as quais 9 tinham contratos de geração inflexível.

A Figura 2 e a Figura 3 representam o gráfico do custo marginal da geração térmica. As curvas de tendência de cada um dos gráficos foram usadas para a atribuição de custo da energia térmica despachável no modelo de otimização.

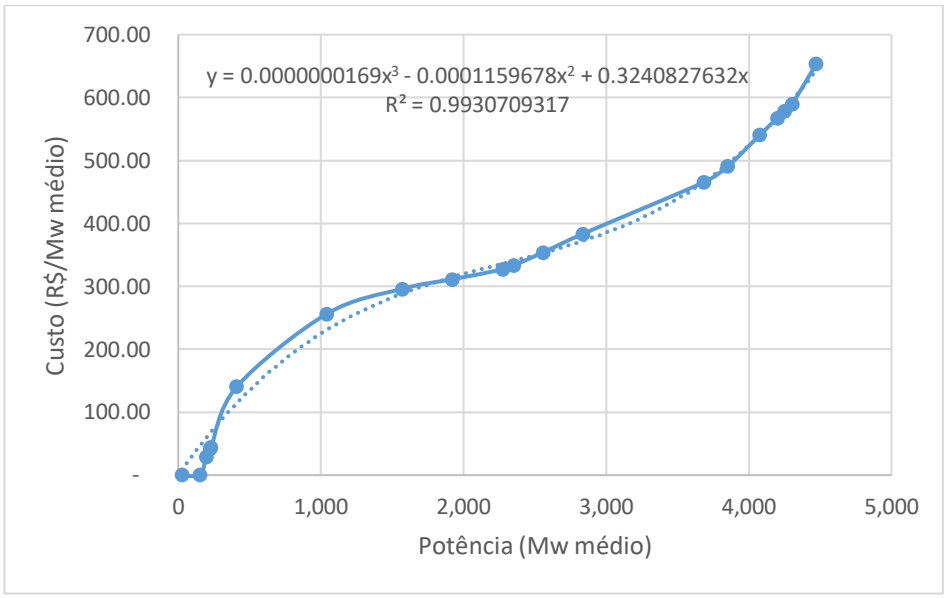


Figura 2 – Custo pela potência acumulada Cenário 1 (considera-se os contratos vigentes)

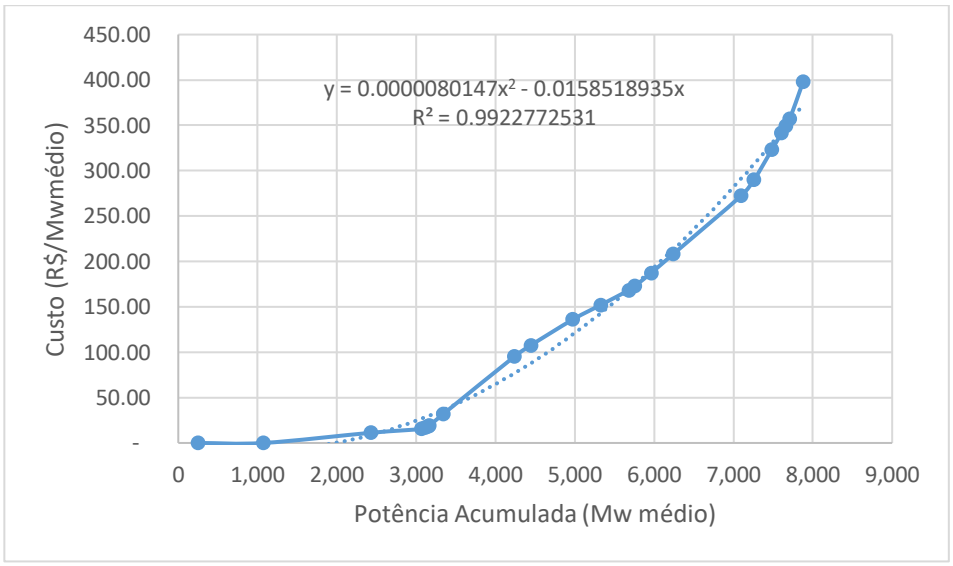


Figura 3 – Custo pela potência acumulada Cenário 2 (não se considera os contratos vigentes)

3. RESULTADOS

Na Figura 4 mostra-se a variação da EAR que, como explicado no item 2.1.1 é semelhante nos cenários 1 e 2.

Na Figura 5, estão representados o balanço energético do sistema e a variação do custo médio da operação nos cenários 1 e 2. A “geração total fixa” é igual para os dois cenários e consiste na soma das gerações eólica, solar, de

Pequenas Centrais Térmicas (PCT), de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e do saldo do intercâmbio de energia. Para fins comparativos há, no cenário 1, uma curva representando a geração térmica despachável e outra curva representando a geração térmica total (que consiste na soma da geração despachável com a geração proveniente dos contratos de energia térmica inflexível). Já no cenário 2, como não há contratos de energia térmica inflexível, a energia térmica despachável representa também o total da geração térmica.

O CO médio no cenário 1 é de 152,72 R$/MW e no cenário 2 é de 128,73 R$/MW. Como descrito no item 2.1.3, no cálculo do custo médio da operação do cenário 1 considera-se apenas a energia térmica despachável e não a energia térmica inflexível. Colocando o preço dos contratos de energia térmica inflexível no cálculo do custo operacional, tem-se uma pequena variação para 156,87 R$/MW (ou seja, a média do custo por MW dos contratos é maior que o CO médio apontado pelo modelo).

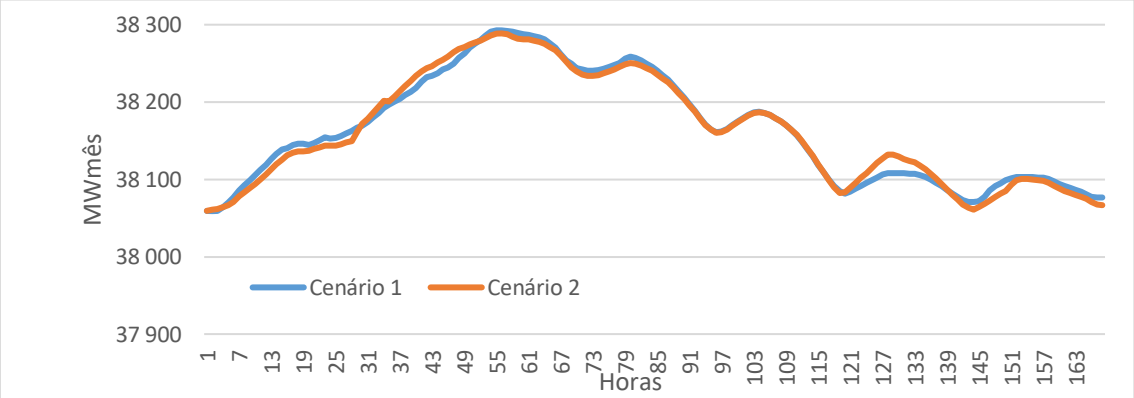


Figura 4 – Energia Armazenada Cenário 1 x Cenário 2

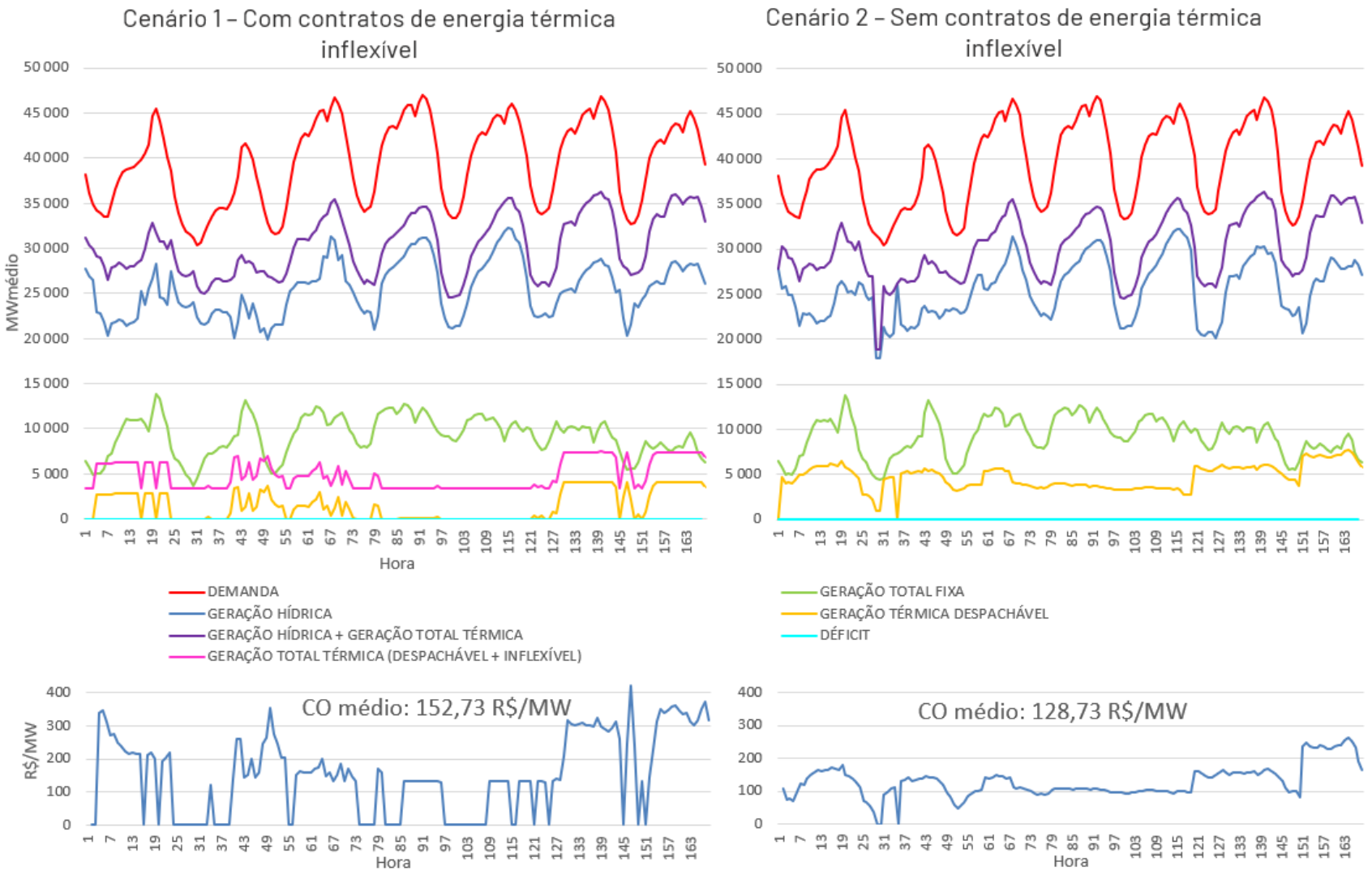


Figura 5 – Balanço Energético e CO médio: Cenário 1 x Cenário 2

4. CONCLUSÕES

Observando os dados da tabela 1 e as curvas do custo marginal da energia térmica das figuras 2 e 3, chega-se à conclusão de que a presença dos contratos de energia inflexível aumenta a taxa de crescimento do custo marginal da energia térmica disponível para despacho, especialmente no intervalo entre 0 e 3000 MW médios. O CO médio no cenário 2 é 15,7% menor que no cenário 1. Tendo em vista que a EAR dos dois cenários é a mesma, pode-se considerar que a variação do custo foi consequência principalmente da diferença das curvas de custo marginal da energia térmica de cada cenário. Ou seja, apenas mudando a hierarquia de acionamento das usinas, sem variar significativamente a geração térmica total, pode-se reduzir o CO médio do sistema e isso deve ser levado em conta quando forem analisadas as propostas de novos subsídios voltados para a geração de energia termelétrica.

É importante notar que este modelo não considera rampas de transição ou penalidades no acionamento de cada unidade de geração térmica, nem a diminuição na eficiência para geração abaixo da potência ótima. Entretanto, ainda assim pode-se observar na geração térmica do cenário 2 uma curva mais homogênea com a presença de patamares, o que reforça a hipótese de que operar as térmicas utilizando esses patamares pode ser economicamente mais vantajoso para um sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CCEE. CCEE, 2022. Disponivel em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-divulgacao-do-custo-de-deficit-e-memoria-de-calculo-referente-ao-ano-2022>. Acesso em: 15 Janeiro 2022.

CCEE. Disponivel em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

LOPES, J. E. G. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. USP. 2007.

ONS. Dados Abertos, 2022. Disponivel em: <https://dados.ons.org.br/>. Acesso em: 10 Janeiro 2022.

ENSINO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NA GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA UTILIZANDO METODOLOGIA ATIVA E EDUCAÇÃO CENTRADA NO ALUNO

Rafael Amaral Shayani

Universidade de Brasília

RESUMO

O presente artigo apresenta a metodologia didática aplicada à disciplina optativa "Planejamento Energético" ministrada em 2019 e 2020 para alunos de engenharia da Universidade de Brasília. A disciplina utilizou Aprendizagem Baseada em Problemas, com o aprendizado centrado no aluno, com a devida supervisão docente, seguindo as Diretrizes Curriculares Nacionais de Engenharia de 2019, as quais descrevem o perfil do egresso como um engenheiro com visão holística, humanista, crítico, reflexivo e comprometido com o Desenvolvimento Sustentável. Os alunos receberam o seguinte desafio: "Como garantir a energia elétrica necessária para o Brasil de 2050, que será aproximadamente três vezes a energia consumida atualmente, de acordo com projeções do PNE 2050 e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões de gases de efeito estufa?" e estudaram as diretrizes do Acordo de Paris e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU. A metodologia adotada permitiu que os estudantes achassem soluções diferentes das apresentadas no PNE 2050 da EPE, a qual, historicamente, é baseada em crescimento hidrelétrico com complementação por termelétricas fósseis, e tímido crescimento solar e eólico.

A metodologia didática aplicada foi aprovada por 97,7% dos estudantes, afirmando que se sentiram mais preparados para lidar com os desafios da

engenharia e do planejamento energético por meio de metodologias ativas e aprendizagem baseada em problemas.

Palavras-chave: Educação em engenharia; Metodologias ativas, Aprendizagem baseada em problemas, Planejamento energético.

ABSTRACT

This paper presents the didactic approach applied to the elective course "Energy Planning" taught in 2019 and 2020 for engineering students at Brasília University. The discipline used Problem-Based Learning, with student-centered learning and proper teacher supervision, following the National Engineering Guidelines 2019, which describe the profile of the graduate as an engineer with holistic, humanistic, critical and reflective sense, and committed to Sustainable Development. The students were given the following challenge: “How to supply the electricity needed for Brazil in 2050, which will be approximately three times the energy consumed nowadays, according to PNE 2050 projections, and at the same time reduce greenhouse gas emissions?" and studied the guidelines of the Paris Agreement and the UN Sustainable Development Goals. The methodology adopted allowed the students to find out different solutions from those presented in EPE's PNE 2050, which, historically, is based on hydroelectric growth complemented by fossil thermoelectric power plants, and reduced solar and wind growth. The didactic methodology applied was approved by 97.7% of the students, stating that they felt more prepared to deal with the challenges of engineering and energy planning through active methodologies and problem-based learning.

Keywords: Engineering education; Active methodologies, Problem-based learning, Energy planning.

1. INTRODUÇÃO

O planejador energético possui um desafio formidável à sua frente, que consiste em garantir o crescimento energético do país e, ao mesmo tempo, reduzir a emissão de gases de efeito estufa até alcançar a matriz energética com emissão nula, visando combater as mudanças climáticas. Para fazer frente à esta nova realidade, novas competências são necessárias dos profissionais que atuam nesta área, os quais precisam possuir visão holística e humanista, postura crítica e reflexiva, e que sejam criativos e inovadores. É o papel das universidades formar engenheiros com este novo perfil, tão necessário para a sociedade.

Um estudante de graduação em Engenharia Elétrica cursa, tipicamente, um conjunto de disciplinas relacionadas aos Sistemas Elétricos de Potência, entre elas Circuitos Polifásicos (sistemas trifásicos, componentes simétricas e análise de curto-circuito), Conversão de Energia e Máquinas Elétricas (geradores e motores elétricos e transformadores), Análise de Sistemas de Potência (fluxo de potência) e Instalações Elétricas. Tais disciplinas, entretanto, fornecem apenas um conteúdo técnico sobre os sistemas elétricos; para o Planejamento Energético, são necessárias outras habilidades além da técnica, em especial para poder considerar os impactos ambientais e sociais relacionados. Uma abordagem didática diferenciada deve ser oferecida ao aluno de graduação, para que ele possa refletir sobre o problema e buscar soluções inovadoras.

O presente artigo apresenta a experiência obtida com a aplicação de metodologia ativa na disciplina “Planejamento Energético” oferecida aos estudantes de engenharia da Universidade de Brasília em 2019 e 2020 (duas turmas), com o objetivo de desenvolver habilidades e competências necessárias para propor cenários de crescimento energético, conciliando aspectos técnicos, ambientais e sociais.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O mundo requer cada vez mais energia, o que é positivo, visto que a energia proporciona melhor qualidade de vida para a população. Entretanto, a quantidade de gases de efeito estufa emitidos pelo setor energético é muito grande e necessita ser reduzida, para evitar que o aquecimento global ultrapasse 1,5º C em relação aos níveis pré-revolução industrial (IPCC, 2021). Um dilema, então, é apresentado ao planejador energético: como aumentar a oferta de energia, em especial para países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, e, ao mesmo tempo, reduzir a emissão de gases de efeito estufa até que a matriz energética apresente emissão nula? Não se trata de crescer com fontes renováveis apenas, mas também remover as emissões das termelétricas fósseis já existentes.

A literatura indica que mudanças substanciais no sistema energético devem ser adotadas. O relatório do IPCC de 2014 informa a necessidade de uma transformação fundamental no sistema de geração de energia (IPCC, 2014). O relatório das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável Global traz um chamado à ação, em que entidades nacionais e internacionais devem colaborar para remodelar todo o sistema energético mundial (MESSERLY et al., 2019). A Agência Internacional de Energia alerta que, para alcançar a emissão nula, é necessária uma transformação radical na forma como fornecemos, transformados e utilizamos a energia (IEA, 2020).

Para que uma transformação de grande porte possa ser realizada, novos paradigmas devem ser adotados. O Acordo de Paris apresenta diretrizes relacionadas ao planejamento energético, indicando que diversos aspectos, além do técnico, devem ser priorizados (ONU, 2015a):

> “8. As Partes reconhecem a importância de abordagens não mercadológicas integradas, holísticas e equilibradas estarem disponíveis para as Partes para ajudar na implementação de suas contribuições nacionalmente determinadas, no contexto do desenvolvimento sustentável e da erradicação da pobreza, de forma coordenada e eficaz, incluindo por meio de, inter alia, mitigação,

> adaptação, financiamento, transferência de tecnologia e desenvolvimento de capacidades, conforme o caso.” - Acordo de Paris, Artigo 6º.
>
> “Reconhecendo que a mudança climática é uma preocupação comum da humanidade, as Partes deverão, ao tomar medidas para combater as mudanças climáticas, respeitar, promover e considerar suas respectivas obrigações em matéria de direitos humanos, o direito à saúde, os direitos dos povos indígenas, comunidades locais, migrantes, crianças, pessoas com deficiência e pessoas em situação de vulnerabilidade, o direito ao desenvolvimento, bem como a igualdade de gênero, empoderamento das mulheres e a igualdade intergeracional.” - Acordo de Paris, Introdução.

Abordagens “não mercadológicas integradas, holísticas e equilibradas” e direitos humanos não costumam ser temas trabalhados em cursos de graduação em engenharia, logo o estudante de um curso tradicional não desenvolve as novas habilidades e competências requeridas para realizar um planejamento energético considerando estas novas diretrizes.

Não somente o Acordo de Paris identifica a necessidade de novas habilidades para que os profissionais possam lidar com as mudanças climáticas. De acordo com as Diretrizes Curriculares Nacionais dos cursos de Engenharia, o perfil do egresso do curso de graduação em Engenharia deve compreender, entre outras, as seguintes características (CNE/CES, 2019):

> “I - ter visão holística e humanista, ser crítico, reflexivo, criativo, cooperativo e ético e com forte formação técnica;
>
> II - estar apto a pesquisar, desenvolver, adaptar e utilizar novas tecnologias, com atuação inovadora e empreendedora;
>
> III - ser capaz de reconhecer as necessidades dos usuários, formular, analisar e resolver, de forma criativa, os problemas de Engenharia;
>
> IV - adotar perspectivas multidisciplinares e transdisciplinares em sua prática;
>
> V - considerar os aspectos globais, políticos, econômicos, sociais, ambientais, culturais e de segurança e saúde no trabalho;

VI - atuar com isenção e comprometimento com a responsabilidade social e com o desenvolvimento sustentável."

Além de profissionais com uma formação diferenciada, um novo paradigma de planejamento energético também é necessário, com as características apresentadas na Tabela 1 (SHAYANI, 2020).

Tabela 1 - Comparação das características do modelo atual de planejamento e do novo modelo necessário para promover crescimento energético e combate às mudanças climáticas.

Paradigma atual	Novo paradigma necessário
Foco na tecnologia.	Foco no ser humano.
Busca gerar a energia necessária para o crescimento econômico.	Busca crescimento econômico consumindo cada vez menos energia.
Visão nacional do problema.	Visão mundial do problema.
É baseado em justiça econômica: os países em desenvolvimento têm o direito de utilizar fontes fósseis, que são mais baratas, para crescer.	É baseado em justiça social, buscando o melhor para a sociedade: todos colaboram para a redução da emissão de CO_2.
Visão econômica que considera principalmente os custos diretos da geração de energia.	Visão econômica que considera os custos diretos e indiretos (ambientais e sociais).
Despesas com mitigação e adaptação climática são externalidades que não devem ser consideradas no custo da energia.	Adaptação e mitigação são consideradas no custo da produção da energia.
Gerar energia é um fim por si só.	Gerar energia é um meio de promover o desenvolvimento da humanidade.
Baseado nas formas tradicionais de geração de energia.	Baseado em fontes renováveis de energia.

Fonte: (SHAYANI, 2020).

Por fim, é necessário inserir o tema das mudanças climáticas nos cursos de graduação, para que os novos profissionais estejam mais preparados para os novos desafios (SHAYANI, 2018, 2019, 2021a, 2021b). Novas metodologias de ensino-aprendizagem devem ser elaboradas para capacitá-los adequadamente.

3. METODOLOGIA

A disciplina optativa "Planejamento Energético", ofertada pela Universidade de Brasília, foi reformulada para que possa melhor trabalhar as competências e características de engenharia necessárias ao planejamento

energético moderno. Ao invés de estudar “como realizar um planejamento energético” por meio de aulas expositivas, com o professor no centro do aprendizado, a disciplina utiliza Aprendizagem Baseada em Problemas, com o aprendizado centrado no aluno, com a devida supervisão docente. Os alunos recebem o seguinte desafio: “Como garantir a energia elétrica necessária para o Brasil de 2050, que será aproximadamente três vezes a energia consumida atualmente, de acordo com projeções do PNE 2050 e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões de gases de efeito estufa?”

A utilização de metodologias ativas de ensino-aprendizagem visa estimular a criatividade do estudante, para propor soluções diferenciadas, e proporcionam liberdade para que novas alternativas possam ser exploradas. Visando mostrar a importância de o aluno ser protagonista, e não apenas receber o conteúdo de forma passiva, a ementa da disciplina é montada em conjunto com os estudantes logo nas primeiras aulas, visando desenvolver o senso crítico relacionado ao tema. Além do estudo do potencial técnico de cada fonte, a partir de relatórios do Plano Nacional de Energia 2050 da EPE, os estudantes são instados a considerar, de forma aprofundada, os aspectos ambientais e sociais de cada fonte.

Para ser aprovado na disciplina, os estudantes devem, em grupos pequenos, elaborar um projeto dividido em três etapas:

1ª Etapa: apresentar um seminário sobre um tópico específico, abordando aspectos técnicos, ambientais e sociais, para diálogo entre os colegas de classe;

2ª Etapa: fazer a sua previsão do consumo elétrico brasileiro para 2050.

3ª Etapa: apresentar uma proposta de matriz energética, tecnicamente viável, capaz de suprir tal consumo e, ao mesmo tempo, reduzir a emissão de gases de efeito estufa.

Os resultados do processo de ensino-aprendizagem são apresentados na seção a seguir.

4. RESULTADOS

A disciplina optativa "Planejamento Energético" foi ofertada no segundo semestre de 2019 para uma turma de 29 alunos, e também no semestre seguinte, para mais 30 estudantes. A turma foi composta majoritariamente por alunos das engenharias Ambiental e Elétrica, o que permitiu que diferentes pontos de vista fossem abordados.

Ao serem instados, no início da disciplina, a elencar os tópicos que achavam necessário conhecer para fazer frente ao problema, os estudantes identificaram temas tradicionais (termelétrica fóssel, nuclear, hidrelétrica e biomassa), temas mais modernos (eólica e fotovoltaica), temas ainda em desenvolvimento (heliotérmica, geotérmica, geração por resíduos sólidos urbanos e sistemas de armazenamento), aspectos relacionados à infraestrutura (sistemas de transmissão) e ao uso da energia (eficiência energética). O professor acrescentou à ementa o Acordo de Paris e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ONU, 2015b), como diretrizes a serem seguidas no Planejamento Energético. Além disto, estudaram a proposta do PNE 2050 da EPE e outros estudos aplicados ao Brasil que consideram 100% de energia elétrica renovável.

Após montada a ementa da disciplina em conjunto com os estudantes, os alunos precisaram fazer suas próprias estimativas do consumo de eletricidade para 2050. Tal liberdade ofertada aos alunos permitiu que diferentes cenários fossem criados visando reduzir as emissões de gases de efeito estufa pois, além de considerar o crescimento populacional e econômico, também consideraram questões energéticas relacionadas ao transporte (seja com elevada frota de veículos elétricos, o qual exigirá uma matriz elétrica limpa de maior porte, ou alternativamente estimulando o etanol à gasolina) e também o impacto de um crescimento acentuado de fogões de indução como alternativa ao gás de cozinha. Tal diversidade de cenários foi importante para enfatizar as complexidades inerentes a cada um deles, e que o planejador energético tem diversos aspectos a serem considerados.

Em seguida, o potencial de cada fonte foi estudado com base nos relatórios do PNE 2050. Assim, os estudantes dispunhas das informações necessárias para realizar seu próprio planejamento energético: a energia a ser atendida, o potencial de cada fonte disponível e as diretrizes de que o crescimento energético deverá ocorrer de forma a reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Cada grupo apresentou sua proposta de crescimento energético (Figura 1) e matriz energética (Figura 2) para 2050.

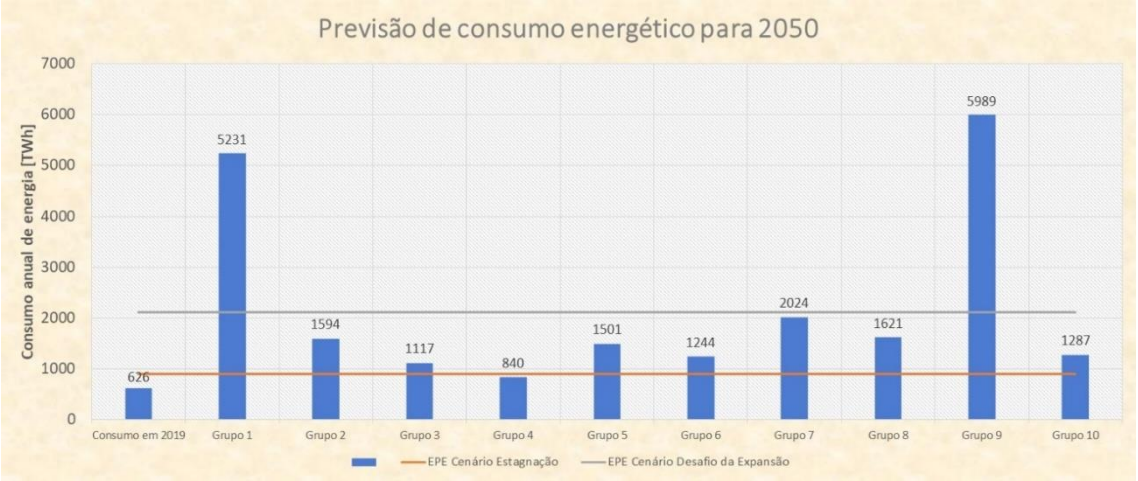


Figura 1 - Previsão de consumo energético para 2050 elaborada pelos estudantes da disciplina "Planejamento Energético". Fonte: elaborado pelo autor.

A previsão de consumo para 2030 elaborada pelos estudantes variou de valores próximos ao Cenário de Estagnação da EPE até valores muito mais elevados do que o Cenário Desafio da Expansão da EPE, visto a consideração de elevada quantidade de veículos elétricos, dentro de uma política pública mais centrada na redução da emissão de gases de efeito estufa.

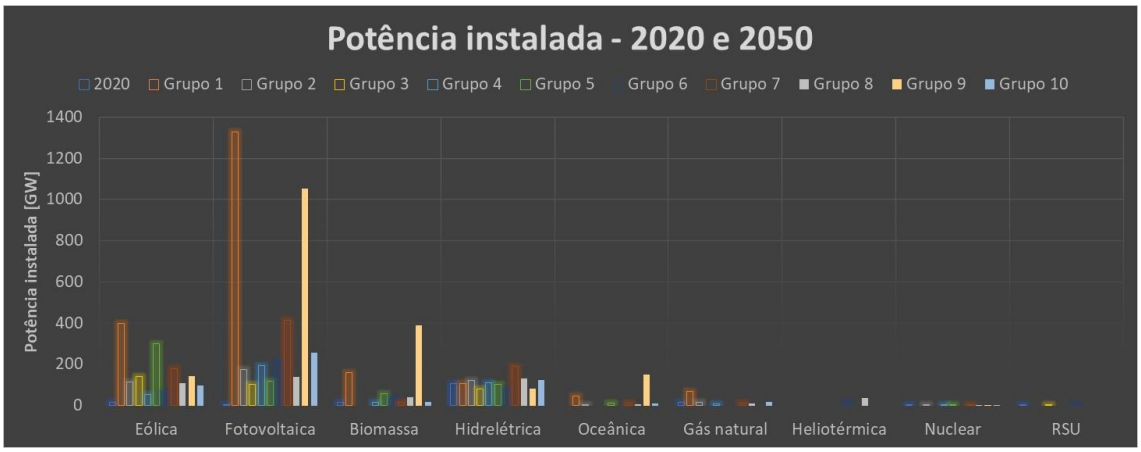


Figura 2 - Matriz elétrica para 2050 elaborada pelos estudantes da disciplina "Planejamento Energético". Fonte: elaborado pelo autor.

Em relação à matriz elétrica para 2050, todos os grupos consideraram crescimentos expressivos das energias eólica e fotovoltaica, extraordinariamente diferentes das previsões feitas pela EPE, de crescimento modesto destas fontes. Nota-se que nenhum grupo considerou crescimento expressivo do gás natural ou da energia nuclear.

Ao final do curso, após abordar aspectos técnicos, ambientais e sociais relacionados ao planejamento energético, foi aplicado um questionário aos 59 alunos das duas turmas, indagando o quanto puderam aproveitar a oportunidade proporcionada pela elaboração do projeto para trabalhar as seguintes competências requeridas na engenharia: 1) desenvolver visão holística e humanista, ser crítico, reflexivo, criativo, cooperativo e ético e com forte formação técnica; 2) desenvolver a aptidão de pesquisar, desenvolver, adaptar e utilizar novas tecnologias, com atuação inovadora e empreendedora; 3) reconhecer as necessidades dos usuários, formular, analisar e resolver, de forma criativa, os problemas de Engenharia; 4) adotar perspectivas multidisciplinares e transdisciplinares em sua prática; 5)considerar os aspectos globais, políticos, econômicos, sociais, ambientais, culturais e de segurança e saúde no trabalho; e 6) atuar com isenção e comprometimento com a responsabilidade social e com o desenvolvimento sustentável. Os resultados estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Resposta dos estudantes sobre o desenvolvimento de habilidades de engenharia na disciplina “Planejamento Energético” - n = 59.

	Questão 1 [%]	Questão 2 [%]	Questão 3 [%]	Questão 4 [%]	Questão 5 [%]	Questão 6 [%]
Concordo totalmente	55,9	74,6	57,6	61,0	64,6	76,3
Concordo parcialmente	42,4	22,0	40,7	39,0	32,2	20,3
Nem concordo nem discordo	1,7	3,4	1,7	0,0	3,4	3,4
Total	100	100	100	100	100	100

Fonte: elaborado pelo autor.

As competências de engenharia mais trabalhadas, na ótica dos estudantes, nesta metodologia de ensino-aprendizagem, foram o comprometimento com a responsabilidade social e com o desenvolvimento sustentável (questão 6) e o desenvolvimento de aptidão de pesquisar, desenvolver, adaptar e utilizar novas tecnologias, com atuação inovadora e empreendedora (questão 2).

5. CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou a metodologia de ensino-aprendizagem aplicada à disciplina optativa “Planejamento Energético” ministrada em 2019 e 2020 aos alunos de engenharia da Universidade de Brasília, visando desenvolver as novas habilidades necessárias para propor uma matriz energética para 2050 que, ao mesmo tempo, garanta a energia necessária e reduza a emissão de gases de efeito estufa, em busca da emissão nula de gases de efeito estufa.

A metodologia adotada, de apresentar o problema, as diretrizes do Acordo de Paris e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, e o potencial técnico das fontes, e pedir que os alunos criassem cenários criativos e inovadores, permitiu que os estudantes achassem soluções diferentes das apresentadas no PNE 2050 da EPE, a qual, historicamente, é baseada em crescimento hidrelétrico com complementação por termelétricas fósseis, e tímido crescimento solar e eólico. Tal dinâmica de sala de aula foi aprovada por 97,7%

dos estudantes, afirmando que se sentiram mais preparados para lidar com os desafios da engenharia e do planejamento energético por meio de metodologias ativas e aprendizagem baseada em problemas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CNE/CES. RESOLUÇÃO CNE/CES 2, DE 24 DE ABRIL DE 2019. Institui as Diretrizes Curriculares Nacionais do Curso de Graduação em Engenharia.

IEA. Energy technology perspectives 2020. [s.l: s.n.]. DOI: 10.1787/ab43a9a5-en.

IPCC. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [s.l.] : Cambridge University Press, 2014.

IPCC. IPCC's Sixth Assessment ReportIntergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

MESSERLY, P.; MURNINGTYAS, E.; ELOUNDOU-ENYEGUE, P.; FOLI, E. G.; FURMAN, E.; GLASSMAN, A.; RICHARSON, K. Global Sustainable Development Report 2019: The Future is Now – Science for Achieving Sustainable DevelopmentUnited Nations. [s.l: s.n.].

ONU. Acordo de Paris. [s.l: s.n.].

ONU. Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. 2015b.

SHAYANI, Rafael Amaral. Os desafios que uma matriz energética renovável traz para a academia. Agência UnB, Brasília-DF, 2018.

SHAYANI, Rafael Amaral. O papel crucial dos professores para conter a emergência climática. Agência UnB, Brasília-DF, 2019.

SHAYANI, Rafael Amaral. Novos paradigmas para o planejamento energético: A importância das fontes renováveis e da eficiência energética. In: Ações de eficiência energética associadas à geração distribuída: estudo de caso: Campus

Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília. [s.l: s.n.].

SHAYANI, Rafael Amaral. A importância de estudar Mudanças Climáticas na graduação. Agência UnB, Brasília-DF, 2021. a.

SHAYANI, Rafael Amaral. A Universidade como peça-chave para suprir a lacuna de capacitação relacionada ao combate à mudança climática. Agência UnB, Brasília-DF, 2021. b.

ESTIMATIVA DO CUSTO DO DÉFICIT DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL PARA A ECONOMIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO A PARTIR DE ANÁLISE INSUMO-PRODUTO: EVIDÊNCIAS DA MALDIÇÃO DOS RECURSOS NATURAIS?

Adriana Fiorotti Campos[1]; Joilson de Assis Cabral[2]

[1]Universidade Federal do Espírito Santo; [2]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro

RESUMO

Os setores ligados às atividades petrolífera e gasífera são, atualmente, importantes para a economia do estado do Espírito Santo (EES) em relação à produção, emprego e renda, já que representam, aproximadamente, ¼ do PIB estadual. Mesmo com sua importância, destaca-se a vulnerabilidade intrínseca a própria atividade produtiva (Indústria Extrativa, com foco em exportação de *commodites*) proveniente da inconstância da política internacional de preços do petróleo, da geopolítica do petróleo e gás natural etc. Além dos fracos encadeamentos para frente e para trás nas cadeias produtivas de petróleo e gás natural. No caso específico do setor de gás natural, têm-se ainda os problemas advindos da parca infraestrutura de transporte e distribuição. Diante do exposto, fez-se necessário entender, analisar e quantificar a dependência da economia do EES em relação aos setores de P&G. E, também, analisar se tais setores são capazes de induzir o desenvolvimento econômico no longo prazo do estado do Espírito Santo. Para empreender tal análise foi utilizado o método de extração hipotética de insumo-produto proposto por Dietzenbacher, Van der Linden e Steenge (1993). Por meio desta metodologia foi possível estimar a variação do PIB do estado do Espírito Santo decorrente da retração dos setores P&G do estado e apresentar uma curva do custo do déficit de petróleo e gás natural para a economia estadual. Como base de dados foi utilizada a Matriz Insumo-Produto do estado do Espírito Santo (ano base 2015) disponibilizada pelo Instituto Jones dos Santos Neves. Como resultado, observou-se que o PIB do estado não sofre grandes constrangimentos com o

encolhimento da produção de petróleo e de gás natural. A partir dessa informação, pôde-se inferir que o setor de P&G capixaba possui poucos encadeamentos produtivos intraestadual o que não permitiu ao estado criar um ciclo virtuoso de desenvolvimento econômico a partir dos ganhos advindos do setor.

Palavras-chave: Maldição dos Recursos Naturais; Petróleo e gás natural; Dependência econômica; Custo do Déficit de petróleo e gás natural; Espírito Santo; Matriz Insumo-produto.

ABSTRACT

The sectors related to oil and gas activities are currently important for the economy of the state of Espírito Santo (EES) in terms of production, employment and income, as they represent approximately ¼ of the state's GDP. Despite its importance, the intrinsic vulnerability of the production activity itself (Extractive Industry, with a focus on commodity exports) is highlighted, arising from the inconsistency of the international oil price policy, the geopolitics of oil and natural gas, etc., in addition to the weak developments in the oil and natural gas production chains. In the specific case of the natural gas sector, there are still problems resulting from the poor transport and distribution infrastructure. Given the above, it was necessary to understand, analyze and quantify the dependence of the EES economy on the Oil and Gas sectors, as well as to analyze whether such sectors are capable of inducing the long-term economic development of the state of Espírito Santo. To undertake this analysis, the hypothetical input-output extraction method proposed by Dietzenbacher, Van der Linden and Steenge (1993) was used. Through this methodology, it was possible to estimate the variation of the GDP of the state of Espírito Santo due to the retraction of the O&G sectors of this state and to present a curve of the deficit's cost of oil and natural gas for the state's economy. As a database, the Input-Product Matrix of the state of Espírito Santo (base year 2015) provided by the Jones dos Santos Neves Institute was used. As a result, it was observed that the state's GDP does not suffer major constraints with the shrinkage of oil and natural gas production. From this information, it was possible to infer that

the O&G sector in Espírito Santo has few intrastate production linkages, which did not allow the state to create a virtuous cycle of economic development from the gains arising from the sector.

Keywords: Resource Curse; Oil and natural gas; Economic dependence; Cost of the Oil and Natural Gas Deficit; Espírito Santo; Input-output matrix.

1. INTRODUÇÃO

A economia do EES tem como setores-base a Siderurgia, a Mineração, o Papel e Celulose, o Petróleo e Gás Natural e a Agroindústria. No artigo em tela, destacam-se os setores de P&G, que representam, aproximadamente, ¼ do PIB estadual. Apesar de sua importância, a vulnerabilidade intrínseca a própria atividade produtiva (Indústria Extrativa, com foco em exportação de *commodites*), proveniente de fatores externos (inconstância da política internacional de preços do petróleo, geopolítica do petróleo e gás natural, regulação e normas da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e guerras nos países produtores) e de fatores internos (fracos encadeamentos para frente e para trás nas cadeias produtivas de petróleo e gás natural, parca infraestrutura de transportes e distribuição do gás natural etc.), podem ser motivadores da não endogeinização das rendas petrolífera e gasífera na economia regional.

Neste contexto, o artigo em tela possui como objetivo entender, analisar e quantificar a dependência da economia do estado do Espírito Santo em relação aos setores de P&G. Além disso, pretende-se analisar se tais setores são capazes de induzir o desenvolvimento econômico no longo prazo do estado do Espírito Santo. Para tanto, em um primeiro momento, apresenta-se a Teoria da Maldição dos Recursos Naturais. No item 3, apresenta-se a metodologia utilizada para a obtenção do custo do déficit de petróleo e gás natural para a economia do EES. Já no item 4, são apresentados alguns resultados e sua discussão. Por fim, são feitas conclusões.

2. TEORIA DA MALDIÇÃO DOS RECURSOS NATURAIS

A Teoria da Maldição dos Recursos Naturais (*Resource Curse*)[1] indica que a presença dos recursos naturais em abundância pode interferir na economia de um país (ou regiões subnacionais) inibindo o desenvolvimento econômico. Desde o texto de Auty (1993), em que o termo maldição dos recursos naturais foi utilizado pela primeira vez, vários autores, tratam da temática de forma diferenciada e sem consenso sobre a existência ou não da maldição. Cabe frisar que, todavia, Prebisch (1950) já havia sugerido uma relação negativa entre recursos naturais e crescimento econômico, visto que os recursos naturais possuem baixa elasticidade de renda.[2] E, oito anos depois, a hipótese de Prebisch foi reforçada pelo argumento de que a extração de recursos naturais gera um menor encadeamento para frente e para trás que a produção de bens manufaturados (HIRSCHMANN, 1958). Esses três autores seminais sofreram "(re)leituras" nas Teses Econômicas que tratam da Maldição dos Recursos Naturais.

Há também outras argumentações que tratam dos efeitos político-econômicos da abundância dos recursos naturais em países e/ou nível subnacional. O texto de Mahdavy, originalmente escrito em 1970[3], trouxe o conceito de estados rentistas (países que recebem volumosos montantes de rendas externas) e permitiu que outros autores, como Ross (2001), posteriormente, estudassem as implicações de Economia Política referente à abundância de recursos naturais e sua maldição. Nos últimos anos, especialmente a partir da década de 2010, surgiu uma "nova agenda de pesquisa" para analisar o impacto da dependência dos recursos naturais na vida social e econômica dos países e/ou regiões subnacionais. Destaca-se,

[1] A Maldição dos Recursos Naturais também é conhecida como Paradoxo da Abundância (*Paradox of Plenty*).
[2] "O argumento desta hipótese era que os termos de troca entre bens primários e bens manufaturados declinariam com o tempo, fazendo com que países dotados de recursos naturais crescessem a menores taxas que países cujas economias fossem baseadas na indústria" (RODRIGUES; RODRIGUES, 2018, p. 7).
[3] Em 2015, o texto de Mahdavy (1970) foi publicado como um dos capítulos do *e-book* "*Studies in the Economic History of the Middle East*".

aqui, Dunning (2010), que estabeleceu o nome Teoria Condicional da Maldição dos Recursos Naturais para essa nova corrente de pensamento. Em seu artigo, ao estudar países da América Latina (Bolívia, México e Venezuela), ele observou que não necessariamente era confirmada a Maldição dos Recursos Naturais; ou seja, a abundância de recursos naturais poderia ser uma bênção e não uma maldição.

3. METODOLOGIA E BASE DE DADOS

3.1 Metodologia

Segundo Leontief (1986, p. 5, tradução nossa),

> a análise de insumo-produto é uma extensão prática da teoria clássica de interdependência geral, que vê a economia inteira de uma região, de um país ou, inclusive do mundo, como um só sistema e se propõe interpretar todas as suas funções em termos das propriedades específicas mensuráveis de sua estrutura.

A estrutura analítica de insumo-produto, desenvolvida por Leontief (1941), fornece a descrição completa das interdependências ou interações (sob as óticas de compra e venda) dos setores produtivos em determinado ano e localidade (nação, região, estado) (MILLER; BLAIR, 2009).

O modelo de insumo-produto parte da hipótese de “equilíbrio geral” na qual a quantidade demandada é idêntica à quantidade produzida de bens e serviços e possui as seguintes premissas: (1) coeficiente tecnológico constante; (2) retornos constantes de escala; (3) demanda final definida exogenamente; e (4) preços rígidos. A equação chave do modelo de insumo-produto para n setores produtivos é a que segue:

$$X = (I - A)^{-1}Y \tag{1}$$

Onde: X é um vetor $(nx1)$ que contém o valor bruto da produção; I é uma matriz identidade de dimensão (nxn); A é uma matriz (nxn) que denota os

coeficientes técnicos de produção e é também conhecida como matriz de coeficientes diretos $\left(A = Z(\hat{X})^{-1}\right)$; Z é uma matriz (nxn) que representa o consumo intermediário; $(I - A)^{-1}$ = B é uma matriz (nxn) conhecida como matriz inversa de Leontief, matriz de interdependência ou matriz de coeficientes diretos e indiretos. Por fim, Y denota os componentes da demanda final (formação bruta de capital fixo – $FBKF$; exportações – E; consumo do governo – G e consumo das famílias – C).

O modelo utilizado por este trabalho vai seguir o modelo básico de Leontief classificado com tecnologia baseada na indústria e com enfoque setor x setor.

A partir da equação chave do modelo de insumo-produto torna-se possível empreender uma ampla variedade de análises[4]. Sabendo que o objetivo do trabalho em tela é analisar os encadeamentos produtivos e a importância do setor de P&G capixaba (custo do déficit), optou-se por utilizar o método baseado na extração hipotética. O método de extração hipotética foi proposto por Dietzenbacher, Van der Linden e Steenge (1993) e segundo os autores esta ferramenta busca identificar setores estrategicamente importantes para o desenvolvimento econômico de determinada economia.

A ideia do método de extração consiste, portanto, na extração hipotética e/ou imaginária de um determinado setor da estrutura de insumo-produto. O objetivo deste método é quantificar quanto da produção total de uma economia de n setores reduziria se um setor específico, dito $j - ésimo$ setor, fosse removido da economia. No presente trabalho, faz-se uma adaptação deste procedimento realizando extrações parciais do setor Extração de petróleo e gás natural, inclusive as atividades de apoio. As extrações parciais foram realizadas considerando os seguintes percentuais, 5%, 7%, 12%, 17%, 19%, 23%, 31%, 53%, 71% e 99%.

[4] Para maiores informações, ver Miller e Blair (2009).

Formalizando, reduz a linha e a coluna j da matriz A , onde j é o setor de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio externo. Utilizando $\bar{A}_{(j)}$ para denotar a matriz de coeficientes técnicos após a retração do setor j e considerando que $\bar{Y}_{(j)}$ corresponde ao vetor de demanda final também reduzido do setor o j, a equação chave do modelo de insumo-produto passa a ser:

$$\bar{X}_{(j)} = (I - \bar{A}_{(j)})^{-1}\bar{Y}_{(j)} \quad (2)$$

Uma medida agregada da perda da economia (redução do VBP) oriundo da retração do setor j, pode ser mensurada por meio da diferença entre o VBP original (Equação 1) e o VBP após a extração parcial do setor Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio (Equação 2). Este procedimento deve ser realizado para todos os percentuais de retração do setor de Extração de petróleo e gás natural, inclusive as atividades de apoio definidos anteriormente. Em termos formais, tem-se:

$$T_j = i'X - i'\bar{X}_{(j)} \quad (3)$$

Onde *i'* trata-se de um vetor coluna transposto de dimensão $1\ x\ n$.

T_j pode ser interpretado como uma medida dos *linkages* totais do setor de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, afinal a Equação (2) mensura o impacto da retração parcial do setor demonstrando sua importância para a economia como um todo. Vale apontar que quanto maior o valor de T_j, maior a interdependência do setor analisado com os setores produtivos da economia analisada, logo, maior a importância do setor para o dinamismo do crescimento da referida economia.

A Equação (3) pode ser dividida pelo VBP original $(i'X)$ e multiplicada por 100 de modo a fornecer uma medida agregada da perda da economia em termos percentuais:

$$\bar{T}_j = \left[\frac{(i'X - i\prime\bar{X}_{(j)})}{i'X}\right] 100 \quad (4)$$

Diante do exposto, a extração hipotética parcial possui aderência ao objetivo proposto pelo presente trabalho, sendo o custo do déficit de petróleo e gás natural para a economia capixaba mensurado por meio da Equação 4.

3.2. Base de Dados

Para alcançar o objetivo proposto, este trabalho utiliza a matriz de insumo-produto regional para o estado do Espírito Santo referente ao ano de 2015 com tecnologia setor x setor distribuída em 35 setores produtivos. Esta matriz foi construída pelo Instituto Jones dos Santos Neves[5] no de 2020. Desta forma, esta é a matriz mais atualizada disponível para empreender a análise. O método de extração parcial foi aplicado ao setor da matriz de código 0680 intitulado “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio” (setor 5 da MIP-ES).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO: CUSTO DO DÉFICIT DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL PARA A ECONOMIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

De acordo com Cabral, Pereira Júnior e Campos (2019, p. 5),

> o custo do déficit é comumente estimado no setor elétrico com vistas às atividades de planejamento, operação e comercialização do setor. Sabendo que a eletricidade não pode ser estocada e é utilizada na produção de outros bens (insumo) e como bem final, sua interrupção, ou fornecimento insuficiente, resulta em perdas econômicas e sociais.

[5] Disponível em: http://www.ijsn.es.gov.br/artigos/5631-tabela-de-recursos-e-usos-tru-e-matriz-de-insumo-produto-mip-do-espirito-santo.

Tal conceito também pode ser usado para calcular a dependência e a vulnerabilidade econômica do EES quanto aos setores de P&G. Na Figura 1, tem-se o custo do déficit de petróleo e do gás natural estimado para a economia do estado do Espírito Santo. Ao analisar a Figura 1, observa-se que uma retração de 5% na produção de petróleo e de gás natural do EES reduz o seu PIB em 1%. Já quando há uma redução da produção de P&G de 71%, o PIB estadual retrai 13,8%, e quando a redução é de 99%, o PIB estadual retrai 19,3%.

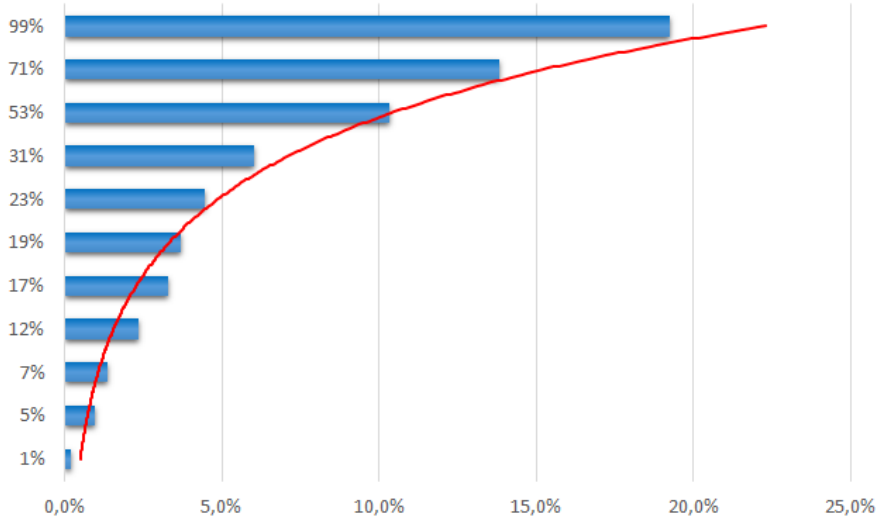


Figura 1 – Curva do Custo do Déficit de Petróleo e Gás Natural para a EES

Mesmo com a importância que estes setores passaram a ter nos últimos anos na economia capixaba, representando, em 2015 (ano da matriz insumo produto utilizada), 15,92% da produção nacional de petróleo e 11,71% da produção de gás natural (ANP, 2021), os resultados revelaram que o PIB do estado não sofre grandes constrangimentos com o encolhimento da produção de petróleo e de gás natural. A partir dessa informação, poder-se-ia inferir que a estrutura produtiva do EES não internalizou em sua estrutura produtiva os setores a montante e jusante da cadeia produtiva do P&G de modo a permitir que o estado criasse um ciclo virtuoso de crescimento a partir dos ganhos

advindos do setor. Posto de outra forma, o setor de P&G capixaba possui poucos encadeamentos produtivos intraestadual.

Desta forma, o custo do déficit encontrado (Figura 1) é preocupante, uma vez que os recursos gerados no setor de P&G "vazam" para outros estados, principalmente para São Paulo e para os países em que há exportação do petróleo cru do estado, visto que na cadeia produtiva do setor de P&G a extração do recurso não é capaz de gerar uma inflexão positiva da renda no detentor do recurso. A inflexão acontece na parte da cadeia produtiva onde estão instalados os agregadores de valores ao recurso natural (refinarias e petroquímicas), como é o caso do estado de São Paulo.

Assim, corroborando com as Teses Econômicas que tratam da abundância dos recursos naturais como uma maldição, pode-se citar, especialmente, no caso do EES, o declínio nos termos de troca no longo prazo, pois sua economia fica baseada no setor extrativista produtor de *commodities* para exportação (setor com pobres encadeamentos (*linkages*) e extremamente vulnerável às instabilidades internacionais de preço) e não direciona esforços para setores-chave que endogeinizam a renda e possuem maior efeito multiplicador. Além disso, não se deve esquecer as Teses de Economia Política, que tratam dos impactos da abundância dos recursos naturais nas instituições, como possíveis transmissores de corrupção, baixo nível de democracia e *rent-seeking*. Como exemplo, ver o caso do município de Presidente Kennedy no Espírito Santo (COSTA FILHO, 2015).

Por isso, a proposta de estudo da nova corrente de pensamento que aborda a abundância de recursos naturais é analisar como os incentivos políticos adaptariam a interação entre o governo e a atividade econômica dos recursos naturais promovendo o desenvolvimento econômico no longo prazo. O foco é a governança das rendas e o uso de políticas públicas para endoneigizar a renda nos países, estados e municípios produtores. O que parece ser uma boa iniciativa para a melhor condução do setor de P&G no Espírito Santo.

5. CONCLUSÕES

Possuir recursos naturais de forma abundante pode ser uma bênção ou uma maldição para os países e/ou regiões subnacionais. No caso do EES, a estimativa do custo do déficit do petróleo e do gás natural indicou que uma retração de 5% na produção de petróleo e de gás natural do estado do Espírito Santo reduz o seu PIB em 1%. Já quando há uma redução da produção de P&G de 71%, o PIB estadual retrai 13,8%, e quando a redução é de 99%, o PIB estadual retrai 19,3%. Ou seja, o PIB do estado não sofre grandes constrangimentos com o encolhimento da produção de petróleo e de gás natural. Desta forma, sem o encadeamento para frente e para trás da cadeia produtiva de P&G, não houve a criação de um ciclo virtuoso de crescimento a partir dos ganhos advindos dos setores de petróleo e gás natural.

Na Teoria Econômica, vários autores abordaram tal temática (problema da abundância dos recursos naturais) e indicaram formas de mitigar os efeitos da Maldição dos Recursos Naturais. Como sugestões para o EES, apontam-se as seguintes sugestões: (1) melhorar a governança e gestão das rendas provenientes dos recursos naturais; (2) políticas públicas que promovam encadeamentos para frente e para trás – especialmente uma legislação que trabalhe com a exigência de um Conteúdo Local Mínimo na compra de fornecedores de máquinas e equipamentos para os setores de P&G; (3) melhoria na infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural; etc. Enfim, para que a abundância de recursos naturais seja uma bênção, é fundamental a diversificação da destinação das rendas provenientes dos setores de P&G em outras áreas econômicas, incentivando a geração de renda futura e promovendo o desenvolvimento econômico local.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. Anuário Estatístico 2021. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em:

https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021. Acesso em: 10 set. 2021.

AUTY, R. M. Sustaining Development in Mineral Economies: the resource curse thesis. London (United Kingdom): Routledge, 1993.

CABRAL, J. de A.; PEREIRA JÚNIOR, A.O.; CAMPOS, A.F. Estimando o custo do déficit de petróleo para a economia do estado do Rio de Janeiro: uma Análise de Insumo-Produto. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 10, 2019, Natal, Rio Grande do Norte. Anais. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/site_portugues/anais/anais10/repositorio/trabalho/14091013092019927 3.pdf. Acesso em: 14 maio 2022.

COSTA FILHO, N. A maldição do petróleo: a difícil sincronia entre recursos de royalties, participação especial e desenvolvimento no município de Presidente Kennedy/ES. Rev. Ambiente Acadêmico, v. 1, n. 1, 2015, p. 6-11.

DIETZENBACHER, E.; VAN DER LINDEN, J.A.; STEENGE, A.E. The regional extraction method: EC input-output comparisons. Economic Systems Research, v. 5, n. 2, p. 185-207, 1993.

DUNNING, T. Endogenous Oils Rents. Comparative Political Studies, v. 43, n. 3, p. 379- 410, mar. 2010.

HIRSCHMAN, A. O. The Strategy of Economic Development. London (United Kingdom): Yale University Press, 1958.

IJSN [Instituto Jones dos Santos Neves]. Produto Interno Bruto (PIB) Estadual – 2015. Artigos. Vitória (ES): IJSN, 16 nov. 2017. Disponível em: http://www.ijsn.es.gov.br/artigos/4935-produto-interno-bruto-pib-estadual-2015. Acesso em: 12 mar. 2022.

LEONTIEF, W. Input-output Economics. Cary: Oxford University Press, 1986.

LEONTIEF, W. The Structure of American Economy, 1919-1929. Cambridge: Harvard University Press, MA, 1941.

MAHDAVY, H. The Patterns and Problems of Economic Development in a Rentier Stare: The Case of Iran. In: COOK, M. A. (Ed.). Studies in Economic History of the Middle East. London (United Kingdom): Oxford University Press, 2015.

MILLER, R.E.; BLAIR, P.D. Input-output analysis: foundations and extensions. 2th ed. New York: Cambridge University Press, 2009.

PREBISCH, R. Crecimiento, desequilibrio y disparidades: interpretación del proceso de desarrollo económico. Estudio Económico de América Latina. Santiago (Chile): CEPAL, 1950.

RODRIGUES, A. de C.; RODRIGUES, S. B. A pesquisa científica sobre "Resource Curse": trajetórias, temas emergentes e agentes. *In*: CONGRESSO INTERNACIONAL DE ADMINISTRAÇÃO - ADM 2018, 2018, Sucre, Bolívia. Anais eletrônicos. Disponível em: https://admpg2018.com.br/anais/2018/arquivos/06032018_230646_5b14ab22e0732.pdf. Acesso em: 25 ago. 2021.

ROSS, M. L. Does oil hinder democracy? World Politics, v. 53, n. 3, p. 325-361, 2001.

ESTIMATIVAS DA PRODUÇÃO DE ETANOL NO BRASIL BASEADOS NOS DADOS PRÉ E PERANTE A COVID-19

Ubirajara Souza da Silva[1]; Ednildo Andrade Torres[2]; Marcelo Santana Silva[3]; Luciano Sergio Hocevar[4]; Angela Machado Rocha[2]; Luis Oscar Silva Martins[4]

[1]ANP; [2]Universidade Federal da Bahia; [3]Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia – IFBA; [4]Universidade do Recôncavo da Bahia

RESUMO

O Brasil, através da RenovaBio, estabeleceu metas ambiciosas para a produção e o consumo do etanol anidro e hidratado. Esse trabalho procura responder qual seria o impacto na produção de etanol no Brasil gerado pela pandemia da Covid-19 a partir do ano de 2022. Nesse artigo foram apresentadas as previsões da produção de etanol no Brasil utilizando como base de dados os valores da produção de etanol até 2019 (1º cenário) e até 2021 (2º cenário). As diferenças entre os dois cenários indicaram que, quanto aos efeitos da pandemia da Covid-19, o Brasil terá produzido menos 100 bilhões de litros de etanol total. Os resultados obtidos são importantes para futuros estudos de estimativas da produção de etanol no Brasil.

Palavras-chave: Etanol; Covid-19; Previsão; Brasil; Mudanças climáticas

ABSTRACT

Brazil, through RenovaBio, has set ambitious targets for the production and consumption of anhydrous and hydrated ethanol. This work seeks to answer what would be the impact on ethanol production in Brazil generated by the Covid-19 pandemic from the year 2022. In this article, forecasts of ethanol production in Brazil were presented using the production values of ethanol by 2019 (1st scenario) and by 2021 (2nd scenario). The differences between the two scenarios indicated that, regarding the effects of the Covid-19 pandemic, Brazil will have

produced 100 billion liters less of total ethanol. The results obtained are important for future studies of estimates of ethanol production in Brazil.
Keywords: Ethanol; Covid-19; Forecast; Brazil; Climate changes.

1. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas e o aquecimento global vinculados às emissões de gases de efeito estufa (GEEs) são um desafio que dificulta a promoção do desenvolvimento sustentável (FAO, 2021).

Diante dessas circunstâncias, as nações têm assumido políticas que procuram mitigar os desafios impostos por estas mudanças climáticas, como por exemplo, através do incentivo ao uso de biocombustíveis em suas regiões. A RenovaBio é um desses exemplos. A RenovaBio, a Política Nacional de Biocombustíveis, tem o objetivo de promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis no Brasil (BRASIL, 2017).

Diante deste contexto, esse trabalho procura responder à seguinte questão: qual seria o impacto na produção de etanol (bioetanol) gerado pela pandemia da Covid-19, em 2020 e 2021, e qual a sua abrangência na produção e no consumo desse biocombustível no Brasil, face ao cenário atual.

Nesse trabalho foram apresentadas as estimativas da produção de etanol no Brasil utilizando como base de dados os valores da produção de etanol até 2019 (1º cenário) e até 2021[1] (2º cenário). As previsões utilizam uma ferramenta exclusivamente estatística sem inferências sobre outros elementos. Uma análise comparativa foi realizada sobre todas as estimativas, coletadas e calculadas, sendo efetuadas as devidas verificações, confrontando os resultados entre os cenários.

Nesse artigo, as previsões realizadas tomando por base os dados de produção de etanol total até 2019 são denominados AC (antes da Covid-19). Já as previsões realizadas tomando por base os dados até 2021 são denominados

[1] Os valores de 2021 correspondem a totalização dos meses de janeiro a novembro mais o *pro rata temporis* de dezembro (que não tinha sido publicados até 30/01/22) tomando por base o percentual de 2020. Os valores de 2021 foram obtidos da ANP (ANP, 2021).

DC (depois da Covid-19). Buscando uma análise regional, a pesquisa seguiu uma divisão geográfica mais adequada, analisando o Brasil pelas Regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sul, Sudeste (excluindo São Paulo) e São Paulo. O Estado de São Paulo foi "separado" do Sudeste pois sua produção e consumo de etanol corresponde a aproximadamente 50% da produção nacional.

Sendo assim, este trabalho objetiva comparar os resultados das estimativas obtidas com os resultados das previsões de publicações divulgadas antes e "depois" do início da pandemia e comparar os resultados da própria pesquisa em um exame por região no Brasil.

Esta pesquisa está estruturada em quatro seções, além desta introdução. A seção dois mostrou as bases teóricas que nortearam o trabalho. Na seção três, foi detalhada a metodologia. Na parte quatro, foram destacados os principais resultados obtidos. E finalmente a seção cinco, que apresentou as conclusões da pesquisa.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A produção brasileira de etanol anidro e hidratado[2] apresentou sinais de crescimento constante e sólido desde 2015, correspondendo a uma média de aumento de 5% ao ano e atingiu o seu máximo histórico em 2019 com a marca de quase 37 bilhões de litros de etanol total produzidos. Porém, especialmente sob os efeitos da pandemia da Covid-19 e outros fatores, abordados mais adiante, entre os biênios 2019 a 2020 e 2020 a 2021 aconteceram duas quedas consecutivas de 11% e 7%, respectivamente, tendo como resultado uma queda média de 9% (ANP, 2021c).

A produção de etanol, além dos efeitos do desempenho da economia em si, está suscetível aos movimentos do mercado internacional de açúcar e dos preços da gasolina no mercado interno. Mais adiante, neste artigo, foi verificado que o consumo de etanol no Brasil teve um desempenho nesses dois biênios

[2] Também chamado etanol total que é a soma das produções de etanol hidratado combustível - EHC e etanol anidro combustível - EAC

diferente do mercado de gasolina C e de óleo diesel (EPE, 2021). O gráfico 1 expõe a produção de etanol anidro e hidratado no Brasil, por Grande Região, no período entre 2016-2021.

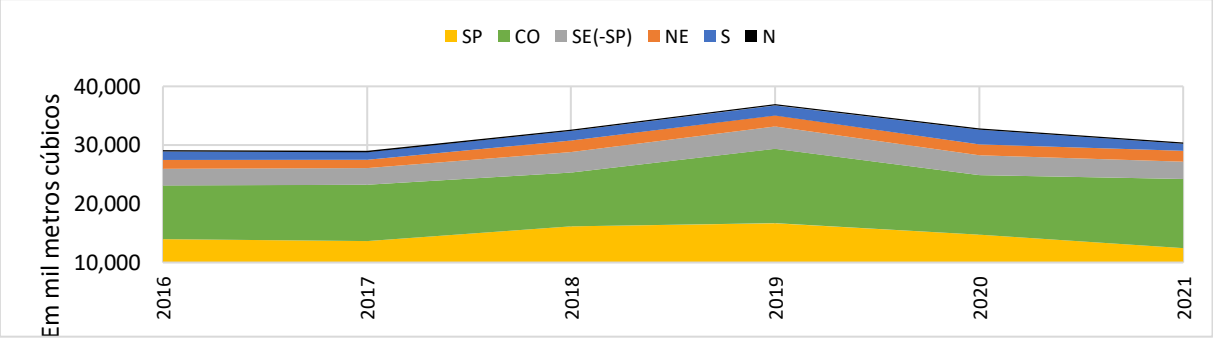


Gráfico 1 - Produção de etanol anidro e hidratado por Grande Região - 2016-2021
Fonte: Adaptado em (2021) de ANP (2021c)

Para o setor de etanol no Brasil, segundo Alves Junior et al. (2021), mais do que restringir a procura por biocombustíveis, a Covid-19 fez o valor do derivado de petróleo tornar-se mais competitivo que o etanol em diversos estados brasileiros. A fragilidade do etanol, na concorrência com o preço dos derivados de petróleo em 2020, inibiu a sua fabricação de etanol pelas unidades produtoras no Brasil, que desviaram a sua produção para fabricação do açúcar.

Em 2020, a baixa nas cotações do petróleo e altas taxas de propagação internacional da Covid-19 diminuíram a circulação, de mercadorias e pessoas, o que causou consequências nos fluxos comerciais. Em incremento a isso, a desvalorização do real em relação ao dólar americano facilitou a exportação do açúcar do Brasil, um elemento que resultou no encaminhamento da produção de cana-de-açúcar para esta finalidade (EPE, 2020).

Analisando os estados que mais produzem etanol no Brasil, tem-se que São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso produziram, em 2020, 89% do etanol total no Brasil. Quanto a produção de etanol total, analisando os principais estados, observou-se, que a produção, em termos percentuais, nos dois biênios analisados, diminuiu, com exceção do Estado do

Mato Grosso, que apresentou crescimento tanto no biênio 2019/2020 como no biênio 2020/2021 (ANP, 2021c).

As quedas da produção de etanol total no Estado de São Paulo causaram os maiores impactos na produção nacional. São Paulo, por ser o maior produtor e por ter tido quedas consideráveis, foi quem mais colaborou com a queda geral nacional na produção de etanol total. O gráfico 2 expõe estas marcas.

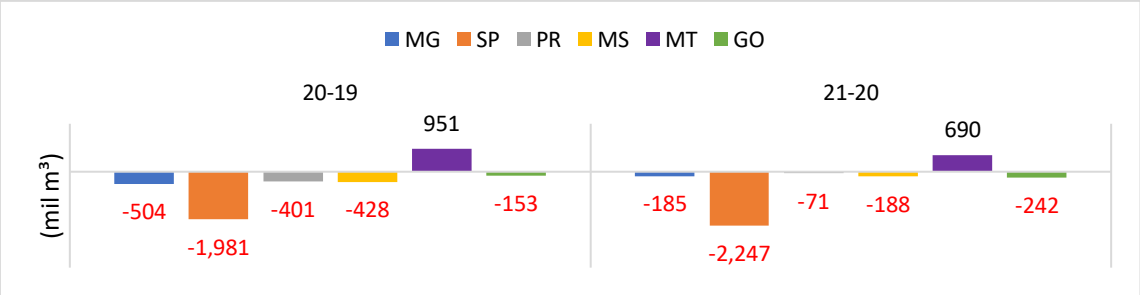


Gráfico 2 - Evolução da Produção de etanol total: 2020-2019 e 2021-2020 (mil m3)
Fonte: Adaptado em (2021) de ANP (2021c)

A EPE estima em um crescimento de quase 6% ao ano na oferta de etanol hidratado conforme gráfico 3 (EPE, 2021b). Contudo, para a elaboração de cenários de crescimento, deve ocorrer a presunção que poderá haver impactos favoráveis de variáveis como: implantação de novas unidades de produção de etanol '*greenfields'*, aumento da capacidade de moagem das usinas já instaladas, consolidação da tecnologia de produção de etanol de segunda geração e o aumento do rendimento industrial a partir da melhoria da qualidade da cana-de-açúcar (BRANCO, et al., 2019; NOGUEIRA, et al., 2015; MARIANO, et al., 2013).

Gráfico 3 - Oferta total de etanol no Brasil (2021 a 2031)

Fonte: EPE, (2021b)

3. METODOLOGIA DE PESQUISA

Este artigo é um estudo exploratório, descritivo, quantitativo, bibliográfico e documental focando sua análise de forma particular no crescimento do biocombustível etanol, seus efeitos e suas perspectivas.

Foram utilizados elementos para a simulação, usando dados referentes da produção e consumo de etanol combustível no Brasil e a evolução histórica na movimentação de combustíveis fósseis que foram obtidos junto a ANP, relativos aos dados históricos de produção e consumo de etanol total dos anos de 1991 a 2021[3].

3.1 Levantamento de dados secundários

Os dados secundários para a construção dos gráficos deste trabalho foram obtidos junto a ANP: Na página da internet “Dados estatísticos” e dos Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural de 2001, de 2010 e de 2020 (ANP, 2001, 2010, 2020i, 2021).

[3] Com valores publicados pela ANP até novembro de 2021 e uma estimativa *pro rata* dos valores históricos para dezembro de 2021

A partir da coleta dos dados da ANP, realizou-se uma projeção quanto à evolução do mercado do etanol no Brasil em termos regionais. Foi utilizada a planilha do software Excel® para as análises, sendo empregados gráficos para a avaliação dos valores históricos até o ano de 2021. As estimativas quanto a esta projeção, nas diferentes regiões do Brasil, foram vinculadas visando estimar a expansão total e regional da produção de etanol.

3.2 Estimativa dos valores da produção de etanol total

Para calcular previsões da produção de etanol no Brasil/regiões, aplicando a versão AAA (Holt-Winters) do algoritmo de suavização exponencial, através da utilização da ferramenta de análise "planilha de previsão" no Microsoft Excel®, foram realizadas duas previsões das estimativas futuras de produção de etanol total, especialmente para os anos 2025 e 2030, período dos compromissos do Acordo de Paris e das estimativas da EPE.

Estas previsões são puramente baseadas nos dados de produção históricos obtidos junto à ANP. As previsões foram realizadas extrapolando a série de dados históricos dos anos de 1991 a 2019 (HYNDMAN, KOEHLER, *et al.*, 2008).

Foram estabelecidos dois cenários. Um 1º cenário com levantamento de dados até antes da pandemia, de 1991 até 2019, denominado AC. E um 2º cenário com levantamento de dados até "depois"[4] da pandemia, de 1991 até 2021, denominado DC.

Os números previstos são um prolongamento dos números históricos no período definido. Trata-se de um prolongamento da linha do tempo verificada, utilizando as equações fundamentais do método multiplicativo de Holt-Winters

Equação 1 – Nível

$$l_t = \alpha \frac{y_t}{s_{t-m}} + (1-\alpha)(l_{t-1} + b_{t-1}); \quad (1)$$

[4] Depois, entenda-se, utilizando também os dados de produção, de etanol total dos anos de 2020 e 2021, onde os efeitos da pandemia do COVID já impactaram no mercado de combustíveis no Brasil.

Equação 2 - Tendência

$$b_t = \beta\ (l_t - l_{t-1}) + (1 - \beta\ ) b_{t-1}; \qquad (2)$$

Equação 3 – Sazonalidade

$$s_t = \frac{y_t \gamma}{l_{t-1} + b_{t-1}} + (1 - \gamma) s_{t-m}; \qquad (3)$$

Equação 4 – Previsão

$$\hat{y}_{t+h|t} = (l_t + b_t h) s_{t-m+h_m^+}; \qquad (4)$$

onde: m é o comprimento da sazonalidade, l_t o nível da série, b_t a tendência, s_t a componente sazonal, $\hat{y}_{t+h|t}$ é a previsão para h períodos à frente.

α com valores no intervalo 0<α<1, é a constante de suavização da componente de nível l_t;
β com valores no intervalo 0<β<1, é a constante de suavização da componente tendência ***bt***;
γ com valores no intervalo 0<γ<1, é a constante de suavização da componente de sazonalidade ***st*** (HYNDMAN, KOEHLER, *et al.*, 2008)

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO: ESTIMATIVAS EM DOIS CENÁRIOS

Seguindo a metodologia do item 3.2 deste trabalho, através da utilização da ferramenta planilha de do *Microsoft Excel*®, utilizou a série de produção de álcool etílico anidro e hidratado, regiões Norte, Nordeste, Sudeste (-São Paulo), São Paulo, Sul e Centro-Oeste de 1991-2019 (AC) e de 1991-2019 (DC) para assim obter uma estimativa de produção 2022 a 2030, assim foi feito para as regiões Norte, Nordeste, Sudeste (- São Paulo), São Paulo, Centro-Oeste e Sul.

4.1 Estimativa para total do brasil

Inicialmente, para as estimativas AC, o Brasil teria, até 2030, um crescimento na sua produção de etanol anidro e hidratado de 19.225 mil m³, de 2019 a 2030. Um aumento total de 46,3%, entretanto cerca de 73,2% deste aumento viria do aumento da produção da região Centro-Oeste. Segundo as estimativas feitas por esse trabalho, baseando-se em dados até 2019, o Brasil

teria uma produção de etanol anidro e hidratado no ano de 2025 de 45.921 mil m³ (10.614 mil m³ a mais) e 54.532 mil m³ em 2030.

Já com o cenário DC, o Brasil terá, até 2030, um crescimento na sua produção de etanol anidro e hidratado de 3.894 mil m³, de 2019 a 2030. Um aumento total de 11%. Segundo as estimativas feitas por esse trabalho, baseando-se em dados até 2021, o Brasil terá uma produção de etanol anidro e hidratado no ano de 2025 de 35.364 mil m e 40.869 mil m³ em 2030.

Um ponto importante a se assinalar é o fato das regiões Norte e Centro-Oeste terem obtido os seus máximos históricos de produção de etanol total no ano de 2021, ou seja, já sob os impactos da Covid-19, todavia com a discrepância de a região Centro-Oeste ter uma participação nacional de 38,5%, enquanto a região Norte possui apenas 0,8%.

Por outro lado, através das previsões, a participação nacional de São Paulo, que ainda é a maior região produtora, será de decréscimo, deixando de ser 47,24% em 2019 para ser 36,94% em 2030. Logo, a produção local terá uma curva de tão-somente recuperação, em relação a queda pós Covid-19, mas a sua participação nacional irá declinar. Isso pode indicar um cenário de esgotamento da capacidade de crescimento da região, a longo prazo, isso levando-se em conta a escassez de terras para ampliação do cultivo.

A participação nacional da região Centro-Oeste subirá de 31,2% em 2019 para 43,7% em 2030 (no cenário DC). Logo, a produção local irá aumentar e a participação nacional também. A região se tornará a maior produtora de etanol total do Brasil. O Gráfico 4 traz essa previsão, comparando os cenários.

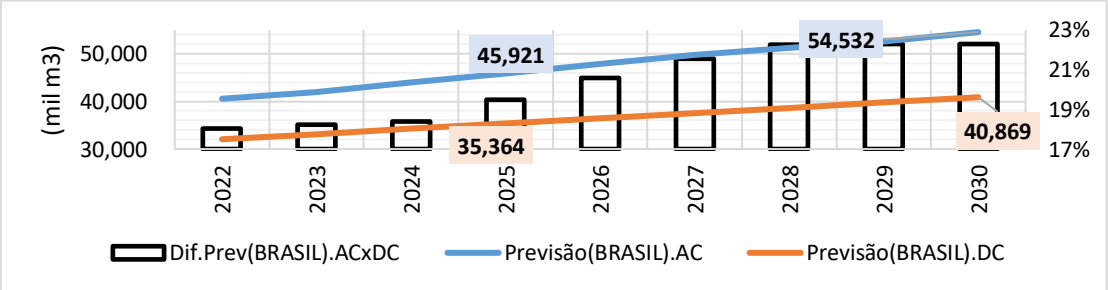


Gráfico 4 - Previsão da produção de etanol total do Brasil, 2020 – 2030, em m³
Fonte: Elaboração própria (2021)

Comparando as estimativas AC e DC, o cenário de recuperação da produção de etanol total no Brasil até os níveis de 2019 apresenta evoluções diferentes entre as regiões. A região Norte tem um cenário de expansão, a região Nordeste tem um cenário estagnação, a região sudeste apresentaria sua recuperação a partir de 2027, a região de São Paulo e Sul não demonstram recuperação até 2030. A região Centro-Oeste já apresenta recuperação a partir de 2022. Finalmente, o Brasil atingirá os valores de produção de etanol total, produzidos em 2019, a partir do ano de 2026. Em conclusão, comparando os cenários AC e DC, o Brasil produzirá menos 100 bilhões de litros de etanol no período de 2022 a 2030. Este panorama pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 – Percentual de recuperação para produção PRÉ-COVID ano de 2019, aspectos regionais

	Prev_ (R_N).DC	Prev_ (R_NE).DC	Prev_ (R_SE(-SP)).DC	Prev_(SP).DC	Prev_(R_S).DC	Prev_ (R_CO).DC	Prev(BRASIL).DC
2022	3%	-2%	-16%	-22%	-27%	10%	-10%
2023	7%	-1%	-13%	-20%	-25%	16%	-7%
2024	11%	-1%	-10%	-19%	-24%	21%	-4%
2025	14%	0%	-7%	-17%	-22%	27%	-1%
2026	18%	0%	-4%	-15%	-21%	32%	1%
2027	22%	0%	-1%	-14%	-19%	38%	4%
2028	26%	1%	2%	-12%	-18%	43%	7%
2029	30%	1%	5%	-10%	-16%	48%	10%
2030	33%	2%	8%	-9%	-15%	54%	13%
2031	37%	2%	11%	-7%	-14%	59%	16%

Fonte: Elaboração própria (2021)

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

A unidade produtora de etanol não é um elemento isolado no mercado, ela sofre influência, a montante, da disponibilidade de matéria-prima e biomassa e, a jusante, da demanda e do mercado, tanto o de açúcar como do etanol (que disputa com os preços da gasolina disponíveis ao consumidor final).

À vista disso, a produção de etanol apresentou variações ano a ano, às vezes com alternâncias, fato este, é que a produção de 2019 poderá muito bem ser repetida, e ampliada, nestes próximos anos. A despeito das perspectivas apresentadas, o parque fabril nacional está instalado, tendo potencial de inclusive ser ampliado. Para o ano de 2020, as primeiras esperanças eram

positivas, todavia a pandemia de Covid-19 abalou o setor de formas diferentes. (EPE, 2020).

Após o levantamento dos dados primários de produção de etanol total, por região brasileira de 1991 a 2021, foram feitas duas previsões baseadas nos dados até 2019 e até 2021. As diferenças entre os cenários indicaram que, quanto aos efeitos da pandemia da Covid-19, pode se supor que houve diferentes efeitos nas regiões produtoras de etanol combustível no Brasil.

O Brasil possui boa resiliência quanto a sua produção de etanol total, apresentando grande variação nas suas taxas de crescimento e queda, mas com uma tendência de desenvolvimento da sua produção. Outros métodos de estimativas poderão fornecer resultados mais específicos em comparação com o método utilizado, mas esta comparação fugiria ao escopo deste trabalho. Os resultados apresentados são importantes para futuros estudos de previsão da produção de etanol no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES JUNIOR, P. N. et al. How did COVID-19 affect green-fuel supply chain? - A performance analysis of Brazilian ethanol sector. Research In Transportation Economics, Novembro 2021.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2001. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro. 2001.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2010. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de JAneiro. 2010.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019. Rio de Janeiro. 2020i. (CDD 338.2728021).

ANP. Dados estatísticos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 19 Agosto 2021. Disponivel em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 19 Agosto 2021.

ANP. Centrais de Conteúdo - Dados estatísticos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 10 dezembro 2021c. Disponivel em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 10 dezembro 2021.

ANP. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2021. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). Rio de Janeiro, p. 221-222. 2021g. (ISSN 1983-5884).

BRANCO, J. E. H. et al. Study of optimal locations for new sugarcane mills in Brazil: Application of a MINLP network equilibrium model. Biomass and Bioenergy, 127, 2019. Disponivel em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953419301898>.

BRASIL. LEI Nº 13.576, DE 26 DE DEZEMBRO DE 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências., Brasília, DF, n. Publicado no Diário Oficial da União de 27.12.2017, Dez 2017.

EPE. Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis. Rio de Janeiro. 2020.

EPE. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis, 2020. [S.l.]. 2021.

EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, Oferta de Biocombustíveis, Rio de Janeiro –, Outubro 2021b.

FAO. The impact of disasters and crises on agriculture and food security: 2021. Food and Agriculture Organization of the United Nations. Roma. 2021.

HYNDMAN, R. et al. Forecasting with Exponential Smoothing. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.

MARIANO, A. P. et al. Butanol production in a first-generation Brazilian sugarcane biorefinery: Technical aspects and economics of greenfield projects.

Bioresource Technology, 135, 2013. 316-323. Disponivel em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096085241201471X>.

NOGUEIRA, L. A. H.; CAPAZ, R. S. Chapter 4B - Ethanol from Sugarcane in Brazil: Economic Perspectives. [S.l.]: [s.n.], 2015. ISBN ISBN 9780444634535. Disponivel em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444634535000069>. Acesso em: 11 Janeiro 2019.

ESTRATÉGIAS PARA O DESENVOLVIMENTO AMBIENTALMENTE SUSTENTÁVEL DA MOBILIDADE ELÉTRICA EM FERNANDO DE NORONHA

Luiz Rolim[1]; Roberto Boquetti Jr[2].; Gláucio Roberto Tessmer Hax[1]; Ismael Ávila[1]

[1]Fundação CPQD; [2]Neoenergia

RESUMO

A transição para energia renovável em Fernando de Noronha, arquipélago de grande relevância ambiental, envolve desafios expressivos por conta da escassez de recursos, das restrições locais e do isolamento. Neste contexto, políticas de estímulo à mobilidade elétrica têm sido implantadas, o que requer ações específicas para assegurar o suprimento de energia limpa às operações de recarga das baterias. Este trabalho apresenta estratégias iniciais para enfrentar esses desafios. Resultados de um projeto de P&D ANEEL desenvolvido na localidade, as estratégicas foram baseadas no uso otimizado da rede elétrica via tarifas horárias e recargas inteligentes operando em conjunto com eletropostos de uso privado e sustentáveis, aliando assim a conveniência da recarga à expansão da geração distribuída renovável.

Palavras-chave: Mobilidade Elétrica; Energia Fotovoltaica; Descarbonização.

ABSTRACT

The transition to renewable energy in Fernando de Noronha, an archipelago of great environmental relevancy, involves significant challenges due to the scarcity of resources, local restrictions and isolation. In this context, policies to encourage electric mobility have been implemented and require specific actions to ensure the supply of clean energy for battery charging operations. This work presents initial strategies to face these challenges. Results of an ANEEL R&D project developed locally, the strategies are based on the rational utilization of the electric grid via hourly rates and smart charging in conjunction with sustainable and private owned charging stations, thus combining the convenience of recharging with the expansion of generation distribution.

Keywords: Electric Mobility; Photovoltaic Generation; Descarbonization.

1. INTRODUÇÃO

Localizado a cerca de 400 km do litoral de Pernambuco, estado ao qual está administrativamente vinculado, o arquipélago de Fernando de Noronha (FN) tem uma vocação natural para a preservação ambiental e o turismo, abrigando um parque nacional marinho e áreas protegidas, além de um número expressivo de pousadas, restaurantes, locadoras e empresas de prestação de serviços.

Em contraste com a vocação ambiental, a matriz elétrica da ilha baseia-se predominantemente no diesel, sendo o serviço de distribuição operado pela Neoenergia PE, concessionária local. Com isto, as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) devidas à geração de energia elétrica são expressivas, substancialmente superiores à média nacional de 78,8 kg CO_{2eq}/MWh (EPE, 2021a). Além disto, o uso do diesel acarreta também riscos ambientais inerentes ao transporte marítimo do combustível entre o continente e a ilha principal, além da emissão de poluentes atmosféricos de ação local.

Neste contexto, a mobilidade elétrica (ME) tem encontrado um espaço bastante propício para se desenvolver, motivada em parte pela Lei n.º 16.810/2020 que proíbe a circulação de veículos leves a combustão a partir de 08/2030 e a entrada apenas de veículos elétricos (VEs) já em 08/2023 (PERNAMBUCO, 2020). A ME é favorecida também pela crescente participação dos VEs no mercado automotivo, seja pelos benefícios ambientais ou pela economia proporcionada com a substituição dos combustíveis fósseis pela eletricidade. Entretanto, para que esses benefícios se concretizem, é fundamental que o parque de geração elétrica evolua no sentido de reduzir as emissões de GEEs – um desafio considerável dadas a elevada participação da geração a diesel, aos recursos energéticos limitados e as restrições locais.

Assim, é imperativo que as diretrizes de planejamento energético assegurem que a geração renovável se desenvolva em sintonia com a eletrificação da frota automotiva local. Esse desafio é um dos tópicos do projeto

de P&D *Aplicações Ambientalmente Sustentáveis da Mobilidade Elétrica para a Ilha de Fernando de Noronha*, parte integrante da chamada estratégica ANEEL nº 22/2018 – Soluções de Mobilidade Eficiente. Também conhecido como *Trilha Verde*, o projeto faz parte do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do grupo Neoenergia, que promove a mobilidade elétrica e a descarbonização na ilha. Ao todo o P&D contempla a utilização de 18 veículos e a implantação de doze eletropostos para os estudos (NEOENERGIA, 2022a).

Este trabalho foi baseado em atividades realizadas pelo projeto e apresenta as principais estratégias já identificadas para o desenvolvimento ambientalmente sustentável da mobilidade elétrica em Fernando de Noronha, tendo sido empregada uma abordagem multidisciplinar com foco em VEs leves. Para tanto, foram considerados: o parque de geração atual; as projeções da eletrificação da frota automotiva; o suprimento de energia elétrica renovável para a ME; as sinergias com a expansão da geração renovável; e o envolvimento do setor público e privado nesse processo.

2. A ENERGIA ELÉTRICA EM FERNANDO DE NORONHA

A ilha principal de Fernando de Noronha possui uma rede de distribuição convencional em média e baixa tensões operada pela Neoenergia PE, também responsável pela geração de energia elétrica por se tratar de um sistema isolado. A principal unidade de geração é a usina térmica Tubarão, que opera a diesel e tem uma potência instalada de 4,8MW. Há duas usinas fotovoltaicas (FV): Noronha I, com 400kWp, localizada no Comando da Aeronáutica, gerando cerca de 600MWh/ano; e Noronha II com 550kWp, situada em uma antiga área de captação de água, gerando em torno 800MWh/ano. Em 2021, as usinas FV foram responsáveis por 10% da demanda de eletricidade da ilha e evitavam o consumo de 375 mil litros de óleo diesel (NEOENERGIA, 2022b).

Como parte do projeto de ME, foi instalada em abril/2022 uma nova usina fotovoltaica com 50 kWp, com uma estimativa de geração de 77 MWh/ano. A instalação de uma nova usina de 50kWp está prevista para o

segundo semestre de 2022, sendo esta também equipada com uma unidade de armazenamento de 200kWh. Cabe notar que estas instalações se destinam a fornecer energia elétrica para a recarga dos VEs.

Fernando de Noronha possui um excelente índice de incidência solar quando comparada a outras localidades do Brasil, conforme mostra a Figura 1. A média anual é de 5,64 kWh/m^2.dia (CRESESB, 2022). Na comparação nacional o arquipélago possui uma das melhores médias históricas de radiação fotovoltaica, o que posiciona a fonte fotovoltaica como uma das mais promissoras para a descarbonização da matriz elétrica local.

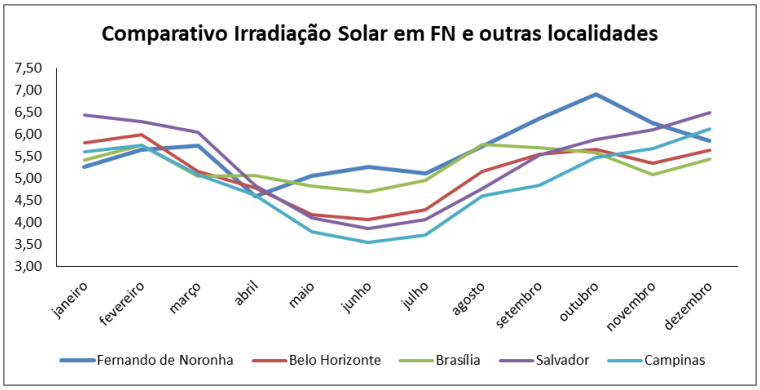


Figura 1 – Irradiação Solar em Fernando de Noronha (Fonte dados: CRESESB, 2022)

Assim, considerando uma eficiência dos painéis de 18%, uma potência de pico em torno de 440W e uma eficiência do inversor de 95%, a produtividade anual de um sistema FV na ilha se situa em torno de 1.600 kWh/kWp, valor este considerado nas análises apresentadas adiante.

3. ELETRIFICAÇÃO DA FROTA VEICULAR E A DEMANDA POR ENERGIA

Segundo a Secretaria Nacional de Trânsito (SENATRAN, 2022), há 762 veículos leves emplacados em FN. O segmento com maior participação (66%) é o de automóveis, formado por veículos para uso privado, táxi e locação, incluindo os buggys, modelos preferidos para aluguel entre os turistas. Em seguida, aparecem as caminhonetes com 18%, em sua maioria com tração

4X4 e utilizadas em passeios turísticos, atividades ambientais e serviços públicos. Por fim, aparecem as camionetas e os utilitários, ambos com 8%. Neste total, a SENATRAN registra 34 VEs, sendo 32 automóveis e duas caminhonetes.

Entretanto, a frota circulante da ilha é significativamente maior em função da presença de veículos emplacados em outras localidades. Com base em informações levantadas pela equipe do projeto junto a empreendedores locais e à administração da ilha, estima-se uma frota efetiva em torno de 1.400 veículos, sendo 100 deles elétricos. É esta estimativa, portanto, a que será considerada neste trabalho. Assim, mantidos os níveis atuais de participação, a frota de veículos estaria distribuída conforme indicado na Figura 1.

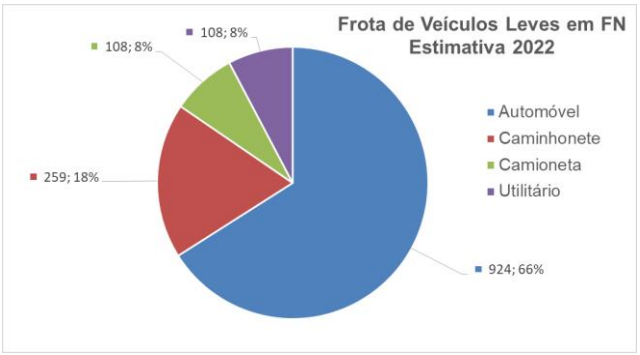


Figura 2 – Estimativa da distribuição da frota de veículos em FN

De modo geral, a elaboração de estratégias de planejamento energético para atender cenários como a massificação da ME requer estimativas da energia elétrica necessária para o seu desenvolvimento, as quais devem ser baseadas em premissas representativas do ambiente em que o respectivo mercado está inserido. No caso de FN, as estimativas são baseadas no crescimento da frota de VEs, na eficiência da propulsão elétrica (km/kWh) e nas distâncias médias percorridas. Quando tomados em conjunto, estes parâmetros permitem estimar a energia necessária para alimentar a frota veicular elétrica ao longo do ano. Para tanto, foram projetadas as curvas de substituição dos veículos a combustão por VEs, atribuídos valores aos

parâmetros e consolidados os montantes de energia no período de 2022 a 2030, ano em que apenas VEs poderão circular na ilha.

Foram tomadas como premissas que o número total de veículos em cada segmento irá permanecer o mesmo em 2030 e mantida a distribuição mostrada na Figura 1, e que haverá um crescimento exponencial da frota elétrica, marcado por um ano de transição para um ritmo mais acelerado quando atingido o percentual de 25% de VEs em relação à frota atual em cada segmento. Os parâmetros utilizados estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros para evolução da frota veicular elétrica em FN

Segmento	Transição	km / kWh	km / dia	Observações
Automóvel	2025	5,0	30	• Eficiências médias obtidas a partir de dados de fabricantes e medições efetuadas pelas equipes do projeto; • Distância média estimada com base no perfil de utilização dos veículos na ilha; • Ano de transição definido em função da oferta atual de veículos elétricos no país.
Caminhonete	2026	3,5	45	
Camioneta	2026	3,5	50	
Utilitário	2027	4,0	40	

A partir destes dados, foram projetadas as curvas de migração para a eletromobilidade dos quatro segmentos de veículos considerados e da respectiva demanda por energia elétrica, as quais estão mostradas na Figura 3. Estas projeções apontam que o consumo de energia para ME atingiria 4,2GWh em 2030 e necessitaria de uma capacidade fotovoltaica de 2,6MWp.

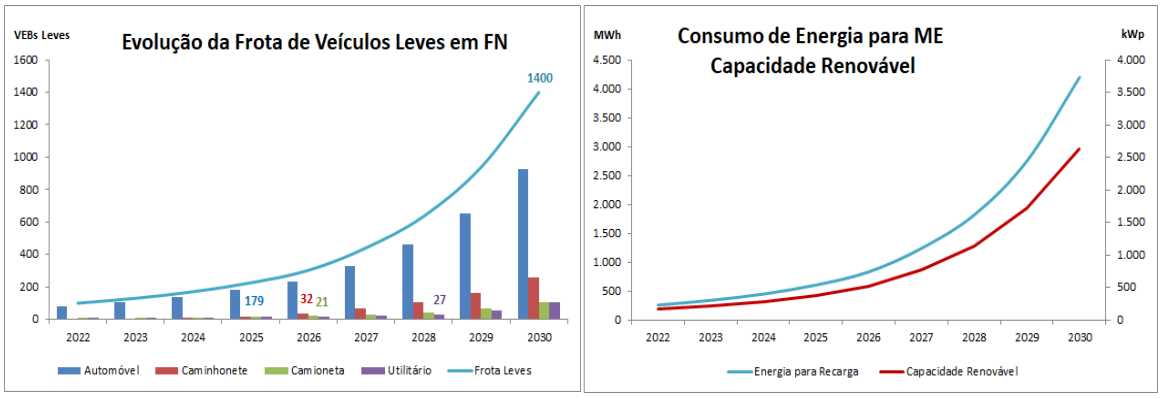


Figura 3 – Migração para a ME e demanda por energia elétrica

4. ESTRATÉGIAS PARA O SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA OS VES

As possíveis alternativas para a descabornização da matriz elétrica em FN têm sido objeto de vários estudos que têm evidenciado os desafios para a transição energética, em geral relacionados ao elevado consumo de energia na ilha, à natureza intermitente das fontes renováveis e às restrições ambientais (SILVEIRA et al, 2020).

Dentre as alternativas analisadas, a fonte fotovoltaica ocupa uma posição de destaque, como corroborado por um estudo da Empresa de Pesquisa Energética, que numa perspectiva abrangente e voltada para o suprimento de energia elétrica para todos os tipos de consumo na ilha, analisa, além de outros fatores, o impacto da mobilidade elétrica no aumento da demanda nos próximos anos (EPE, 2021b). Desta forma, justifica-se discutir possíveis estratégias para acelerar esta transição energética no que concerne à mobilidade elétrica, de forma a evitar distorções na proposta ambiental da Lei n.º 16.810/2020 caso os VEs tenham que ser carregados com a energia proveniente da queima de diesel. Para contemplar todos os aspectos associados ao suprimento de energia para as recargas, esta seção aborda tanto a geração de energia elétrica como a potência adicional necessária para alimentar os EPs em momentos de alta demanda, o que mitigaria a necessidade de expansão da capacidade em potência do atual parque térmico.

4.1 Atendimento da Demanda para Recarga de VEs

A demanda de energia para as recargas depende basicamente da potência média de operação dos eletropostos (EPs) e do número de recargas simultâneas realizadas. Uma vez estimada esta demanda, é possível avaliar os impactos no médio e longo prazos por meio de comparações com a expansão prevista para o parque gerador da ilha. Considerando a reduzida malha rodoviária de FN, foi assumido que não serão necessários EPs de potência elevada (> 50kW) para recargas rápidas. Assim, uma potência média de 11 kW foi adotada, por ser representativa dos equipamentos de 7 e 22 kW que compõem a infraestrutura de recarga atualmente implantada.

Foi assumido que os veículos serão recarregados a cada três dias ($Freq_{rec}$), intervalo suficiente para percorrer as distâncias diárias indicadas na Tabela 1, dada a autonomia dos atuais VEs, e ainda assegurar uma reserva para imprevistos. O número de recargas simultâneas (N_{rs}) foi estimado com base no número acumulado de horas em que os EPs estariam em operação, por sua vez calculados em função da distância diária percorrida (D_{med}), da eficiência (E_{med}) e da potência média (P_{med}). Por fim, foi definido um fator de simultaneidade (F_s), relacionado à utilização de vários EPs ao mesmo tempo. Desta forma, N_{rs} pode ser estimado com base na aplicação do fator F_s ao número acumulado de horas diárias de operação de um conjunto de EPs, conforme indicado na equação abaixo:

$$N_{rs} = F_s \frac{(D_{med}/E_{med}) * Freq_{rec})}{P_{med}}$$

Atribuindo a F_s o percentual de 70%, valor representativo da situação atual da ilha em que as recargas ocorrem majoritariamente nas primeiras horas da noite em EPs de acesso público, a demanda para recarga seria de 0,16 MW em 2022 e poderia chegar a 2,53 MW em 2030, valor bastante elevado e que corresponderia a 40,2% da demanda total projetada de 6,30 MW segundo estudo baseado em dados de planejamento da Neoenergia (EPE, 2021b). Este resultado mostra, portanto, que as estratégias para ME devem buscar distribuir as operações de recarga ao longo do dia e promover a utilização de EPs de menor potência, de forma a aproveitar os períodos em que os veículos estão disponíveis para recarga e os horários fora da ponta do sistema elétrico.

Assim, incentivos para a instalação de EPs em ambientes privados, tarifas horárias para VEs e mecanismos de *smart charging* para controle da potência de operação dos EPs em função da situação da rede elétrica (SPENCER et al, 2021) podem se mostrar essenciais para reduzir o fator F_s à medida que a ME se massifica. Na simulação de um cenário hipotético em que F_s caísse no sentido inverso do aumento da frota de VEs e 60% dos VEs

tivessem acesso a um EP privado e participante dos programas de gestão da recarga, o fator F_s poderia chegar a 28% em 2030, ocasionando uma demanda para ME da ordem de 1,01MW, correspondendo a 16,1% do valor previsto pela EPE.

Estes resultados mostram a importância do uso otimizado da infraestrutura de recarga e dos benefícios proporcionados ao sistema elétrico como um todo. Como as alternativas tradicionais para tratar o aumento da demanda se resumem a expandir o parque atual a diesel ou utilizar sistemas de armazenamento, ainda bastante onerosos no mercado nacional, as estratégias apresentadas certamente poderão ter um papel relevante no planejamento energético de longo prazo para Fernando de Noronha.

4.2 Geração de Energia Renovável para a Mobilidade Elétrica

Partindo do fato que as duas usinas solares implantadas no projeto, totalizando 100 kWp, destinam-se a fornecer energia para a mobilidade elétrica, é possível estimar o déficit em capacidade renovável para atendimento às operações de recarga de VEs ao longo dos anos. Assim, com base nas projeções da Figura 3, este déficit chegaria a 2,5 MWp em 2030. O desafio consiste, portanto, em encontrar alternativas viáveis e alinhadas com a realidade local para fomentar o aumento da capacidade renovável de forma sinérgica com o crescimento do número de VEs.

Neste sentido, pesquisas e entrevistas em profundidade realizadas pela equipe do projeto com usuários, futuros e atuais, de VEs e empreendedores locais levantaram aspectos importantes para ajudar a identificar essas alternativas, a saber: o menor custo do quilômetro rodado dos VEs; e a conveniência do carregamento no local de trabalho ou residência.

Sobre o primeiro aspecto, destaca-se o fato da gasolina em FN ser a mais cara do país e haver isenção de ICMS na conta de energia elétrica, o que favorece a recuperação do elevado investimento em um VE. Quanto ao segundo aspecto, ressalta-se que grande parte das recargas atualmente é feita em EPs públicos gratuitos. Embora, neste caso, o custo por quilômetro rodado

seja praticamente zero, há a inconveniência de levar o carro até o EP e o risco de não encontrar unidades disponíveis. Isso estimula a aquisição de EPs de baixa potência para uso exclusivo na unidade consumidora do proprietário do VE, o que proporcionaria mais conveniência ao usuário sem um aumento significativo do custo de rodagem. O alinhamento entre esses dois pontos tende a se intensificar caso considerado o acoplamento de plantas de geração distribuída a EPs de uso privado ou semi-público para prover energia renovável própria para as recargas dos VEs. Desta forma, esses EPs passariam a operar de forma ainda mais sustentável.

Para estimar a contribuição desta estratégia ao planejamento energético em FN, a Figura 4 mostra uma simulação da estimativa do déficit de capacidade FV para suprimento de energia às operações de recarga. No caso, este déficit corresponde à diferença entre a capacidade calculada anteriormente, subtraída dos 100kWp instalados no projeto e da capacidade da GD dedicada à ME estimada para cada ano do horizonte de análise.

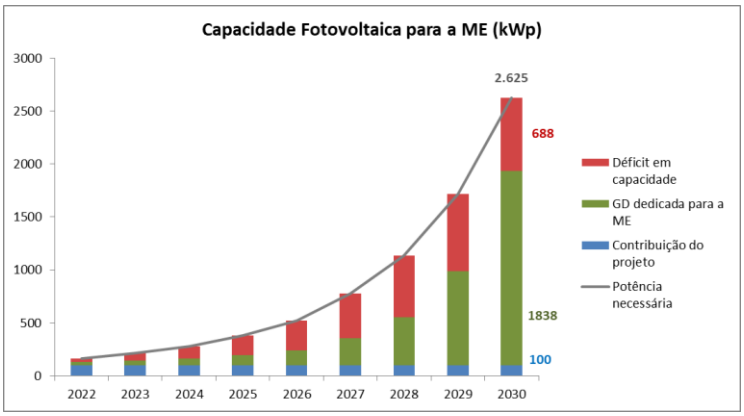


Figura 4 – Capacidade para a ME

A premissa utilizada foi que a participação da GD seria de 20% já em 2022 e alcançaria 70% em 2030, evoluindo na mesma taxa do número de VEs em circulação na ilha. Foi considerada uma potência média em torno de 1,7 kWp para suprir a energia renovável necessária para percorrer as distâncias média diária indicadas na Tabela 1. Assim, a capacidade agregada dessas

instalações FV dedicadas à ME poderão ser abatidas da capacidade total necessária, gerando assim uma estimativa do déficit em geração renovável que terá que ser provido por outras iniciativas, seja via usinas FV centralizadas ou por outras fontes renováveis. Nas condições deste cenário, o déficit projetado para 2030 seria de 668 kWp, bastante inferior às estimativas iniciais.

Neste contexto de expansão da GD, é importante mencionar a necessidade de mitigar eventuais instabilidades na rede elétrica ocasionadas pela massificação da GD, que no caso podem se valer de sistemas de armazenamento operando de forma coordenada, tópicos também presentes em etapas específicas do projeto *Trilha Verde*.

5. CONCLUSÕES

As estratégias apresentadas, tanto para a mitigação do adicional de demanda causado pelas recargas das baterias como para que essas sejam supridas com energia limpa, encontram um paralelo com iniciativas de modernização, tecnológica e regulatória, do setor elétrico. Para tanto, se mostraram necessários: a promoção e o aprimoramento de instrumentos regulatórios já em vigor – por exemplo, as tarifas horárias; mecanismos de recarga inteligente para racionalizar os investimentos na infraestrutura da rede elétrica; e sinergias entre a mobilidade elétrica e a geração distribuída, capazes de fomentar a construção de eletropostos sustentáveis, que aliam a conveniência da recarga em ambiente residencial ou de trabalho à expansão da geração distribuída renovável. Importante destacar que dadas às limitações de espaço na ilha e às restrições para a instalação de pontos de recarga, o conceito de EPs sustentáveis pode também ser explorado comercialmente como infraestruturas compartilhadas, diversificando assim a economia local com novos modelos de negócio, aplicáveis inclusive a outros ambientes isolados e com restrições ambientais.

As sinergias com a geração distribuída reduzem também a necessidade de licenciamento de áreas para usinas solares centralizadas, em geral bastante escassas, e contribuem de forma significativa para o

planejamento energético da localidade no que concerne o impacto decorrente da inserção dos VEs e de outros usos da energia elétrica, além de serem fundamentais para se alcançar os benefícios proporcionados pela eletromobilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CRESESB – Centro de Referência para Energias Solar e Eólica. Potencial Solar SunData: http://www.cresesb.cepel.br/. Acesso em: maio/2022.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional – Relatório Síntese 2021/2020. Disponível em https://www.epe.gov.br/. 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Identificação das Alternativas de Suprimento - Avaliação de médio e longo prazo. Novembro, 2021.

Neoenergia. Sustentabilidade em Fernando de Noronha. Disponível em https://www.neoenergia.com/pt-br/sustentabilidade/Paginas/fernando-de-noronha.aspx. Acesso em: maio/2022.

NEOENERGIA. Mobilidade Elétrica em Fernando de Noronha. Disponível em https://www.neoenergia.com/pt-br/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/fernando-de-noronha-consolida-mobilidade-eletrica.aspx. Acesso em maio. 2022.

(PERNAMBUCO, 2020) Lei Ordinária Nº 16810/2020 – Veda o ingresso e circulação de veículos a combustão em Fernando de Noronha. 2020

SENATRAN – Secretaria Nacional de Trânsito. Frota Nacional de Veículos. Disponível em https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2022 (2022).

SILVEIRA J., ESSWEIN J. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de fontes renováveis - eólica e fotovoltaica - para a autossuficiência energética em Fernando de Noronha. 2020.

SPENCER S., FU Z., APOSTOLAKI, E. LIPMAN E. Evaluating smart charging strategies using real-world data from optimized plugin electric vehicles. 2021

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

ESTUDO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DO CIRCUITO DE DISTRIBUIÇÃO DA MINIGERAÇÃO DA UNIFEI

Daniel Carneiro de Almeida[1]; Eduardo Crestana Guardia[1]; Marcio Andrey Roselli[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

A Geração Distribuída (GD) vêm crescendo muito nos últimos anos por apresentar custo nivelado de implantação inferior às fontes fósseis, em especial a energia solar fotovoltaica. A Resolução Normativa Aneel n.º 482/2012, que estabeleceu o sistema de compensação e definiu as características de conexão para os sistemas para micro e minigeração distribuída, impulsionou a expansão deste segmento. A oferta de energia obtida pelos sistemas fotovoltaicos pode trazer importante contribuição para a matriz energética brasileira, no entanto, é importante que os efeitos elétricos sobre as redes vizinhas sejam analisados, como a regulação de tensão e o limite térmico dos condutores, que definem a capacidade de hospedagem da rede. Este artigo tem como objetivo avaliar as características elétricas do comportamento do circuito alimentador de uma usina fotovoltaica com capacidade de 610 kWp e sua ampliação para 1000 kWp em uma instituição de ensino conectadas na rede de fornecimento em tensão primária na região sul de Minas Gerais. A modalidade tarifária contratada pela unidade consumidora é a tarifa horária verde do subgrupo A4. A metodologia proposta para o estudo consiste na análise do fluxo de potência usando o software *OpenDSS* (*Open Distribution System Simulator*) em circuito alimentador real específico conectado na subestação local. As características físicas e elétricas da rede e as curvas de carga são extraídas de medições históricas da BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora). As características físicas da usina são configuradas no software *PVSystem*, dentro do *OpenDSS*, onde é simulado o arranjo das placas fotovoltaicas e as condições de irradiação solar nos locais de instalação da usina, determinadas pelas suas coordenadas geográficas. Neste sentido, a capacidade de hospedagem do alimentador é

analisada por meio das variações de tensão e corrente comparadas com limites operacionais estabelecidos pelo órgão regulador. O estudo propõe fazer a consolidação de uma metodologia de estudo utilizando dados reais da rede da distribuidora, ferramentas de simulação como o *OpenDSS* e análise de capacidade geração fotovoltaica e hospedagem para diferentes cenários.

Palavras-chave: Capacidade de Hospedagem; Energia Solar Fotovoltaica; Geração Distribuída.

ABSTRACT

Distributed Generation (DG) has been growing a lot in recent years because it presents a Levelized cost of implementation lower than fossil sources, especially solar photovoltaic energy. Aneel Normative Resolution No. 482/2012, which established the compensation system and defined the connection characteristics for distributed micro and mini generation systems, boosted the expansion of this segment. The energy supply obtained by photovoltaic systems can bring an important contribution to the Brazilian energy matrix, however, it is important that the electrical effects on neighboring grids are analyzed, such as voltage regulation and thermal limit of the conductors, which define the hosting capacity of the grid. This paper aims to evaluate the electrical characteristics of the feeder circuit behavior of a photovoltaic plant with a capacity of 610 kWp and its expansion to 1000 kWp in an educational institution connected to the primary voltage supply network in the southern region of Minas Gerais. The tariff mode contracted by the consumer unit is the green hourly tariff of subgroup A4. The methodology proposed for the study consists of power flow analysis using the *OpenDSS* (Open Distribution System Simulator) software in a specific real feeder circuit connected to the local substation. The physical and electrical characteristics of the grid and the load curves are extracted from historical measurements of the BDGD (Distributor's Geographical Database). The physical characteristics of the plant are configured in the *PVSystem* software, within the *OpenDSS*, where the arrangement of the photovoltaic plates and the solar irradiation conditions at the plant's installation sites, determined by their

geographical coordinates, are simulated. In this sense, the hosting capacity of the feeder is analyzed by means of voltage and current variations compared to operational limits established by the regulator. The study proposes to consolidate a study methodology using real data from the distributor's grid, simulation tools such as *OpenDSS*, and analysis of photovoltaic generation and hosting capacity for different scenarios.

Keywords: Hosting Capacity; Distributed Energy Resources; Photovoltaic Solar Energy.

1. INTRODUÇÂO

Há alguns anos vêm crescendo a atenção global voltada ao possível impacto Ambiental gerado pela emissão de carbono. Em 12 de dezembro de 2015 foi assinado o Acordo de Paris, COP 21 (21° Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas). O Acordo foi firmado entre 195 países
com intuito de manter o aumento da Temperatura global em 2 [°C], Acordo entrou em vigor em 4 de novembro de 2016 e a cada 5 anos os governos comunicam de forma voluntária o cumprimento de uso de metas estabelecidas por cada um dos países. Dentre as metas estabelecidas pelo Brasil está o uso fontes alternativas de energia, melhoria na infraestrutura de transportes e restaurar o reflorestamento das Matas Nativas (“The Paris Agreement | UNFCCC”).

O Plano Nacional de Desenvolvimento 2050 (PNE 2050), aprovado dia 16 de dezembro de 2020, é elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Nele são analisados vários cenários de desenvolvimento energético ao longo do período da data de entrada em vigor até 2050. De acordo com o relatório divulgado, o melhor cenário de expansão da Geração Distribuída (GD) chegaria a um patamar de 75 [GW] de Capacidade Instalada, sendo 14 % da Capacidade Instalada na matriz e 5% de Solar Fotovoltaica, 27 [GW] (EPE, 2020).

No histórico da regulamentação que trata da conexão de geração distribuída na rede distribuição destacam-se a Consulta Pública n° 15/2010 (10/09 a 9/11/2010) e a Audiência Pública n° (11/08 a 14/10/2011). Do resultado deste processo surgiu a Resolução Normativa - REN n° 482 (17/04/2012).

A geração distribuída teve a energia solar fotovoltaíca como seu principal agente nos últimos anos, sendo um vetor importante nas soluções “3D”, Descentralização, Descarbonização e Digitalização. Pelas características do Sistema Interligado Nacional (SIN) centralizado, sujeito a uma regulação intervencionista, dependemos de políticas de desregulamentações para obtermos um mercado flexível, competitivo e justo. Tudo isso passa também pelas políticas públicas, que devem visar sempre o melhor custo-benefício ao consumidor.

2. RESOLUÇÂO NORMATIVAS E LEIS

2.1 Resolução Normativa - REN N° 482/2012

Estabelece que todo consumidor devidamente cadastrado com CPF ou CNPJ, têm concessão para gerar a própria energia desde que seja oriunda de fontes alternativas de energia (Hidráulica, Solar, Eólica, Biomassa ou Cogeração qualificada). Adotou-se o sistema de *net-metering*, no qual a energia injetada na rede fica na forma de créditos para compensação futura, prazo especificado primeiramente em 36 meses, com prazo para aprovação da solicitação de acesso de 82 dias.Definiu-se a Micogeração com potência instalada inferior ou igual a 100 [kW]. Sistema de geração Minigeração de energia com potência instalada superior a 100 [kW] ou igual a 1 [MW] (ANEEL, 2012).

2.2 Resolução Normativa - REN N° 687/2015

Com esta resolução criou- se a possibilidade de geração distribuída em condomínios, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras em que a energia repartida percentualmente entre os participantes, há também a possibilidade de geração compartilhada em que interessados se unem em uma espécie de cooperativa. Mantêm o sistema de compensação de *net-metering*, mas o crédito energético passa a ter 60 meses de validade. Prazo para aprovação da solicitação de acesso de 34 dias e acompanhamento via internet. Alterou-se a Microgeração para potência instalada inferior ou igual a 75 [kW] e

Minigeração para 75 [kW] ou igual a 3 [MW] (para hidro) e 75 [kW] ou igual a 5 [MW] (demais fontes renováveis) (ANEEL, 2015).

2.3 Projeto de Lei – PL N° 14.300/2022

Lei na qual institui o marco legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, na qual, oferece ao setor maior segurança jurídica. Mantêm o sistema de compensação *net- metering,* a compensação é debitada considerando todas as parcela exceto a parcela TUSD Fio B. Data de Início da nova regra passa a valer depois de 12 meses de publicação da lei, no caso aprovação foi dia 06/01/2022. O parecer de acesso que for aprovado neste período de 12 meses ficará válido até 2045.Mantêm -se os valores da RN°687 para Microgeração e acrescenta-se para a Minigeração com Potência Instalada menor ou igual a 3 [MW] para fontes não despacháveis (BRASIL, 2022).

3. CONCEITOS

3.1 BDGD

Através do PRODIST, Procedimentos de Distribuição, a fim de padronizar as informações junto a agência reguladora criou-se a BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora) a qual está inserida dentro da SIG-R (Sistema de Informação Geográfica Regulatória) que consiste em uma estrutura de Dados Relacionais. Se encontra cadastrado dentro do banco a topologia da rede real da distribuidora incluindo medição no período anual junto a cada alimentador e transformador oferecendo assim suporte para atividade de regulação como a Revisão Tarifária Periódica, levando as Distribuidoras a terem seu próprio levantamento de ativos e respectiva localização geográfica, este modelo começou a ser implementado em meados 2008 até chegar ao modelo utilizado hoje.

No ano de 2014 o *OpenDSS* foi padronizado para cálculo de perdas na Distribuição tanto para os SDMT, Segmento de Distribuição de Média Tensão, quanto para o SDBT, Segmento de Distribuição de Baixa Tensão, e este *Software* utiliza dados juntos à BDGD.

3.2 *QGIS*

É um software com a funcionalidade de abrir arquivos do Sistema de Informação Geográfica (SIG), gratuito e de código aberto. Oferece visualização, edição e análise de dados Geográficos. Foi Criado por *Gary Sharman* em 2002, mas sua primeira versão foi lançada em 2009 (CUTTS; GRASER, 2018).

3.3 *Python*

Trata-se de uma linguagem de programação interpretada, orientada a objetos. Foi Criada início dos anos 90 pelo Holandês, *Guido Van Russem*. Amplamente divulgada atualmente nas áreas de *Big Data* e *Machine Learning* (MCKINNEY, 2018).

3.4 *OpenDSS*

Open Distribution Simulator, *software* utilizado para simulação dos SEP, sistemas elétricos de potência, sendo utilizado amplamente na criação de modelos de Redes de Distribuição muito recursos para planejamento como cálculo de inserção de GD, qualidade e análise de harmônicos.

O programa é mantido pelo *EPRI*, Electric Power Research Institute e *FOSS, Free and Open-Source Software.* Programa de Código Aberto.

Este programa trabalha com modo de solução *quazi static*, que consiste em simulações no domínio da frequência sequênciais como se fossem fotografias de cada instante no tempo como por exemplo de simulação parametrização de tempo de simulação temos *daily*, modo diário, *yearly*, modo anual e até mesmo período de tempo definido pelo usuário, *time*.

Programa implementado em duas versões, a primeira a corresponde a um programa executável e segunda um servidor *COM, Component Object Model,* implementado através de DLL, Dynamic-link libary (DUGAN, 2016).

3.5 Hosting Capacity

Alta crescimento de GD no Brasil e no mundo pela série de fatores acima mencionados faz com que abra um horizonte de estudos chamado *Hosting*

Capacity, no qual, avalia-se o limite de integração de GD o sistema sem prejudicar o desempenho operacional. Quando este limite não é obedecido acarreta-se problema, como por exemplo: Sobretensão, aumento de perdas elétricas, sobrecarga de transformadores e altos níveis de distorção hormônica (ZOBAA et al., 2020).

4. METODOLOGIA

Os programas utilizados durante este trabalho foram QGIS, OpenDSS e a linguagem de programação Python.

4.1 Modelagem de Dados

Primeiramente abre-se os arquivos da BDGD (formato .gdb) através do software QGIS onde é possível visualizar a rede da distribuidora. Usando as tabelas de atributos para consultar a identificação dos elementos da rede, pode ser separado o circuito alimentador no qual a UNIFEI está conectada, chamado *IJAU11.*

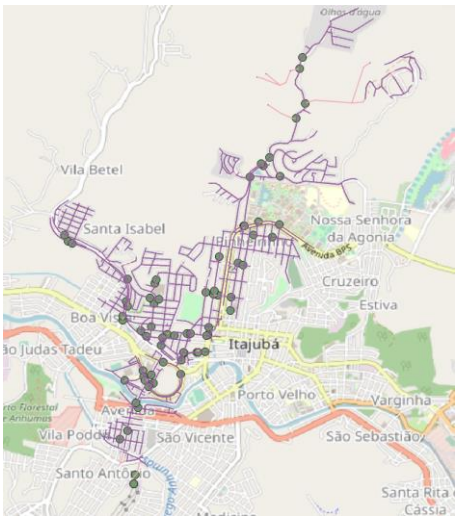


Figura 1- Imagem do Alimentador IJAU11 no software QGIS

Para fazer o upload dos elementos da rede do alimentador para o Sistema de Banco de Dados SQL utilizou-se o pacote GeoPandas do *Python*.

Foram usados scripts em SQL para filtrar o banco de dados de forma a selecionar apenas a parte necessária dentro de toda BDGD da distribuidora.

4.2 *Modelagem no OpenDSS*

A modelagem dentro do *OpenDSS* possibilita a inserção de características da Geração Fotovoltaica, do Inversor da forma de conexão com a rede. Para configurar o painel fotovoltaico são exigidos:

4.1.1 P_{pmp} (Ponto de Máxima Potência)

Condição na qual se realiza a medição de potência na saída da placa com irradiância solar: 1.000 [W/m²], temperatura 25[°C] (DUGAN, 2016).

4.1.2 Temperatura

Respectiva temperatura do ensaio (DUGAN, 2016).

4.1.3 Irradiância Nominal

Respectiva temperatura do ensaio (DUGAN, 2016).

4.1.4 Curva Característica da P_{pmp} x Temperatura

Relaciona a temperatura de trabalho da placa solar com a potência P_{pmp} em pu (DUGAN, 2016).

4.1.5 Eficiência x P

Relaciona a potência de entrada do inversor, *Input Power* em pu da $\mathrm{P_{pmp}}$, com a Eficiência do inversor (DUGAN, 2016).

4.1.6 Curva de Temperatura

Esta Curva é dada em °C e o número de dados inseridos depende do modo de operação do OpenDSS, que pode rodar com apenas um valor, modo *snapshot*, ou com 24 valores, nos modos *daily* ou *yearly*. O intervalo de

integração dentro destas operações ainda pode ser diminuído para 30 ou 15 minutos, de acordo com o que for mais adequado ao projeto (DUGAN, 2016).

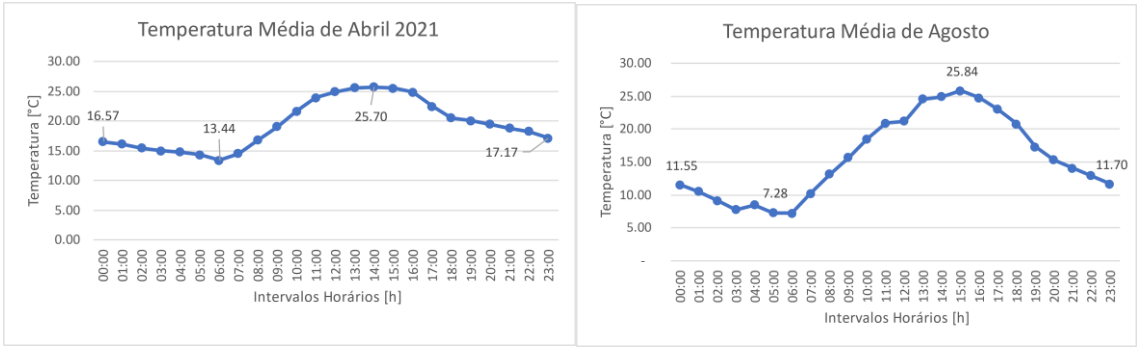


Figura 2, 3 - Gráfico de temperatura média diária de abril e agosto respectivamente

4.1.7 Curva de Temperatura

Deve conter o mesmo número de valores da Curva de Temperatura, sendo inserida na forma normalizada (DUGAN, 2016).

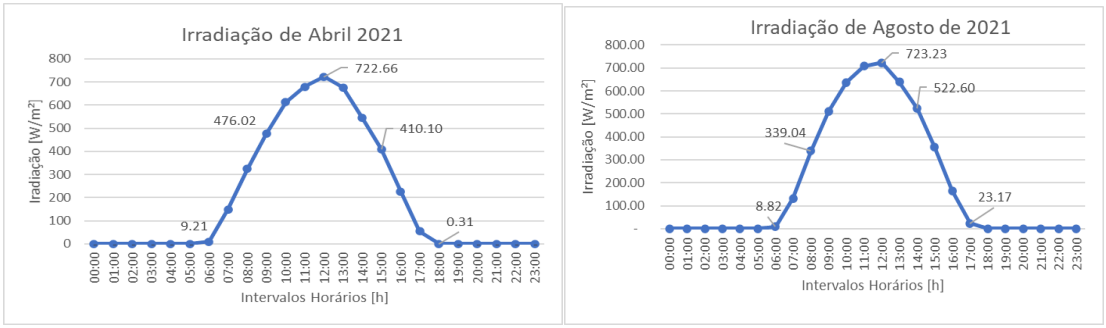


Figura 3, 5 - Gráfico de irradiância média diária de abril e agosto respectivamente

4.1.8 Conexão

O sistema fotovoltaico conectado ao sistema por meio de barras característica de conexão que são: NF – Número de fases Sistema FV, kV – Tensão de Saída do Inversor, Con – Tipo de Conexão (Triângulo e Estrela), Bar – Barra a qual o Sistema FV está se conectando, kVA - Potência de Saída do Inversor e fp – Fator de Potência na qual o Sistema FV opera (DUGAN, 2016).

5. APLICAÇÃO REAL

O alimentador IJAU11 no qual a UNIFEI está conectada conta com 14398 consumidores, sendo 14372 conectados na baixa tensão e 26 na média tensão.

Neste estudo a tipologia das cargas está organizada em Dia Útil, Sábado e Domingo para cada mês do ano, sendo analisados os meses de maior e de menor consumo do alimentador, avaliando o fluxo de potência.

Para manter a compatibilidade do período de integração dos dados de entrada, o *OpenDSS* é usado no modo *daily* e cada carga conectada ao alimentador apresenta uma tipologia de carga que somadas resultam na curva típica do alimentador, também integralizada em 24h.

Os meses de maior e menor consumo no alimentador IJAU11 são abril e agosto.

As características de temperatura e irradiância são comuns para todos os blocos de geração do Campus, sendo a irradiância base para as simulações igual a 1000 [W/m^2] e a temperatura base igual a 25 [°C], associados a perfis em pu para o modo de simulação *daily*. O valor de $\mathrm{P_{pmp}}$ é igual a potência total de cada bloco e as curvas P_{pmp} *x Temperatura* e *Eficiência x P* foram determinadas conforme apresentamos *DataSheets* dos equipamentos.

As curvas de temperatura e irradiância foram determinadas a partir de dados coletados junto à Estação Meteorológica da Universidade para os meses abril e agosto, meses de máximo e mínimo consumo, respectivamente.

Com exceção da potência nominal em kVA, os inversores têm as mesmas características de operação. A tensão de saída é de 0,22 kV, o fator de potência unitário e a conexão trifásica em estrela-delta. Estes inversores estão conectados a diferentes transformadores no Campus.

As potências nominais são as seguintes: o bloco K1 75 [kVA], XI e X2 150 [kVA] e ISEE/IESTI 500 [kVA]. A rede de distribuição interna consiste em circuitos alimentadores radiais em tensão primária de 13,8 [kV], a conexão dos transformadores é realizada por meio de cabos de cobre de 25 e 50 [mm^2].

6. RESULTADOS

Os resultados são apresentados para os cenários de maior e menor carga e a análise das curvas compara os efeitos da injeção de potência no alimentador IJAU11 durante o período de irradiação na simulação diária, com e sem injeção de potência.

6.1 Cenário de Abril

Primeiramente simulou-se o Cenário de Abril, usando os seguintes dados coletados:

Horário [h]	X1 & 2 [kW]	K1 [kW]	ISEE [kW]	PV UNIFEI[kW]
07:00	0,806	0,863	3,148	4,816
08:00	13,271	14,216	51,859	79,347
09:00	28,473	30,492	111,274	170,240
10:00	41,533	44,474	162,344	248,350
11:00	52,762	56,500	206,298	315,559
12:00	58,022	62,104	226,850	346,977
13:00	61,312	65,590	239,601	366,503
14:00	57,252	61,288	223,862	342,402
15:00	46,135	49,402	180,356	275,894
16:00	34,783	37,246	135,943	207,973
17:00	19,118	20,477	74,709	114,304
18:00	4,640	4,971	18,131	27,742

Horário [h]	Fluxo s/ FV [kW]	Fluxo c/ FV [kW]	Comparativo [%]
07:00	2608,993	2602,820	-0,24%
08:00	3159,100	3076,710	-2,61%
09:00	3821,790	3645,490	-4,61%
10:00	4016,600	3760,380	-6,38%
11:00	4154,740	3830,310	-7,81%
12:00	3920,890	3564,850	-9,08%
13:00	3913,100	3538,030	-9,58%
14:00	4110,030	3758,330	-8,56%
15:00	4178,100	3893,080	-6,82%
16:00	4199,070	3982,540	-5,16%
17:00	4198,380	4076,630	-2,90%
18:00	3729,300	3696,750	-0,87%

Tabela 2, 3 - Geração FV por Departamento para o mês de abril, Comparativo do Fluxo de Potência na Entrada no Alimentador IJAU11 com e sem FV

Neste primeiro cenário visualiza-se maior participação da geração FV no fluxo da potência que percorre o alimentador durante os períodos de maior irradiação, entre 11:00 às 14:00, chegando à valores de próximos de 10% durante o pico de geração.

Horário [h]	Fluxo s/ FV			Fluxo c/ FV		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3
07:00	1,0294	1,0292	1,0304	1,0294	1,0292	1,0304
08:00	1,0294	1,0291	1,0304	1,0294	1,0291	1,0304
09:00	1,0294	1,0291	1,0304	1,0294	1,0291	1,0304
10:00	1,0294	1,0291	1,0304	1,0294	1,0291	1,0304
11:00	1,0294	1,0291	1,0304	1,0294	1,0291	1,0304
12:00	1,0293	1,0291	1,0305	1,0293	1,0291	1,0305
13:00	1,0294	1,0291	1,0304	1,0294	1,0291	1,0304
14:00	1,0294	1,0291	1,0304	1,0294	1,0291	1,0304
15:00	1,0294	1,0291	1,0304	1,0294	1,0291	1,0304
16:00	1,0293	1,0290	1,0305	1,0294	1,0290	1,0305
17:00	1,0293	1,0290	1,0306	1,0293	1,0290	1,0306
18:00	1,0293	1,0288	1,0308	1,0293	1,0288	1,0308

Horário [h]	Fluxo s/ FV			Fluxo c/ FV		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3
07:00	1,0150	1,0160	1,0170	1,0150	1,0160	1,0170
08:00	1,0130	1,0140	1,0150	1,0140	1,0140	1,0160
09:00	1,0100	1,0100	1,0120	1,0120	1,0120	1,0140
10:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0120	1,0120	1,0140
11:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0120	1,0120	1,0140
12:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0120	1,0130	1,0150
13:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0130	1,0130	1,0150
14:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0120	1,0120	1,0140
15:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0110	1,0110	1,0130
16:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0100	1,0100	1,0120
17:00	1,0070	1,0080	1,0100	1,0090	1,0090	1,0120
18:00	1,0090	1,0090	1,0120	1,0090	1,0090	1,0120

Tabela 4, 5 - Variação de Tensão em pu na Entrada do Alimentador IJAU11 com e sem FV, Variação de tensão em pu da barra a qual a UNIFEI está conectada

Temos a variação de tensão em pu na entrada do alimentador, vemos que não há uma variação considerável da tensão no alimentador, operando dentro dos limites estabelecidos de 1,05 conforme estabelecidos em PRODIST (ANEEL, 2021).

Configuração de tensão na qual a barra da UNIFEI está conectada, na qual houve um leve aumento Tensão devido a presença da geração, ou seja, fluxo Reverso (BIN TURIMAN; NIZAM BIN MOHD SARMIN, 2021). O aumento de tensão ocorre devido a inserção da geração que faz com que diminua o fluxo de potência à montante do gerador, logo, uma menor circulação de fluxo de potência. (KARIMI et al., 2016; ZOBAA et al., 2020) .Mas em alguns casos específicos acontece o reverso acontece, no caso, uma diminuição de tensão conforme em (IIOKA et al., 2019).

6.2 Cenário de Agosto

Horário [h]	X1 & 2 [kW]	K1 [kW]	ISEE [kW]	PV UNIFEI [kW]
07:00	0,728	0,780	2,843	4,351
08:00	11,880	12,726	46,423	71,029
09:00	30,143	32,280	117,801	180,224
10:00	44,685	47,850	174,678	267,212
11:00	55,212	59,124	215,891	330,227
12:00	60,812	65,061	237,665	363,539
13:00	61,874	66,185	241,777	369,836
14:00	54,351	58,202	212,519	325,072
15:00	44,322	47,460	173,256	265,038
16:00	30,141	32,278	117,794	180,213
17:00	14,161	15,169	55,337	84,667
18:00	1,978	2,119	7,727	11,824

Horário [h]	Fluxo s/ FV [kW]	Fluxo c/ FV [kW]	Comparativo [%]
07:00	1975,395	1971,015	-0,22%
08:00	2434,975	2363,419	-2,94%
09:00	2963,974	2782,304	-6,13%
10:00	3103,390	2834,173	-8,67%
11:00	3186,890	2854,309	-10,44%
12:00	2937,454	2571,554	-12,46%
13:00	2942,680	2570,534	-12,65%
14:00	3130,280	2802,883	-10,46%
15:00	3205,630	2938,460	-8,33%
16:00	3223,590	3041,759	-5,64%
17:00	3224,620	3139,090	-2,65%
18:00	2842,306	2830,362	-0,42%

Tabela 6, 7 - Geração FV por departamento para o Mês de Agosto e Comparativo do Fluxo de Potência na Entrada no Alimentador IJAU11 com e sem FV

Observa-se neste cenário geração de pico maior que no cenário anterior, apesar da irradiância média mensal ser menor. Isso ocorre devido à perda de eficiência da placa com aumento da temperatura, uma vez que durante o mês de agosto a temperatura média mensal é menor que em abril.

Horário [h]	Fluxo s/ FV			Fluxo c/ FV		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3
07:00	1,0295	1,0293	1,0303	1,0295	1,0293	1,0303
08:00	1,0294	1,0292	1,0303	1,0294	1,0292	1,0303
09:00	1,0294	1,0292	1,0303	1,0294	1,0292	1,0303
10:00	1,0294	1,0292	1,0303	1,0294	1,0292	1,0303
11:00	1,0294	1,0292	1,0303	1,0294	1,0292	1,0303
12:00	1,0294	1,0292	1,0304	1,0294	1,0292	1,0304
13:00	1,0294	1,0292	1,0303	1,0294	1,0292	1,0303
14:00	1,0294	1,0292	1,0303	1,0294	1,0292	1,0303
15:00	1,0294	1,0292	1,0303	1,0294	1,0292	1,0303
16:00	1,0294	1,0292	1,0304	1,0294	1,0292	1,0304
17:00	1,0294	1,0291	1,0305	1,0294	1,0291	1,0305
18:00	1,0293	1,0290	1,0307	1,0293	1,0290	1,0307

Horário [h]	Fluxo s/ FV			Fluxo c/ FV		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3
07:00	1,0186	1,0189	1,0203	1,0186	1,0189	1,0204
08:00	1,0170	1,0172	1,0188	1,0177	1,0180	1,0195
09:00	1,0144	1,0148	1,0163	1,0163	1,0166	1,0182
10:00	1,0139	1,0142	1,0158	1,0167	1,0169	1,0185
11:00	1,0135	1,0137	1,0154	1,0169	1,0171	1,0188
12:00	1,0139	1,0142	1,0159	1,0176	1,0179	1,0197
13:00	1,0142	1,0144	1,0161	1,0179	1,0182	1,0199
14:00	1,0136	1,0138	1,0154	1,0170	1,0172	1,0188
15:00	1,0132	1,0134	1,0151	1,0159	1,0161	1,0179
16:00	1,0130	1,0132	1,0151	1,0149	1,0151	1,0170
17:00	1,0127	1,0130	1,0151	1,0136	1,0139	1,0160
18:00	1,0138	1,0139	1,0165	1,0139	1,0141	1,0166

Tabela 8, 9 - Variação de Tensão na Entrada do Alimentador IJAU11 com e sem FV e Variação de tensão da barra a qual a UNIFEI está conectada

Mesmo com o aumento percentual do fluxo de potência da entrada de agosto em relação a abril, em termos de valores absolutos os resultados são bem próximos.

Observa-se ainda que em relação ao limite operacional, a variação da

tensão é bem próxima nos dois cenários. Análise similar foi realizada para a barra na qual a UNIFEI está conectada (KARIMI et al., 2016; ZOBAA et al., 2020).

7. CONCLUSÃO

Neste Trabalho, realizou-se várias simulações com o software OpenDSS, foram levados em consideração o Alimentador Real oriundo da BDGD, e usina que em breve estará em Operação afim de cobri parte da Energia consumida pela Universidade Federal de Itajubá.

Foram considerados os meses de maior e menor consumo no Alimentador, sendo os respectivos meses de abril e agosto.

Nestes cenários analisados, realizou-se com a devida localização dentro do Alimentador e a capacidade e de Geração de 610 (kWp) da Minigeração.

Pode-se concluir que por se tratar de Usina de Capacidade considerável com relação a residenciais por exemplo, modificar de forma em por volta de 10% o fluxo de energia na entrada durante seu pico de Geração a Usina se mantém dentro dos limites as operacionais.

Fatores importante a serem mencionados são de que localização elétrica dentro do Alimentador da Universidade ajuda bastante na nossa análise por se tratar de uma carga no final do alimentador, aumento de tensão ajudaria de certo modo o sistema. E o grau de penetração é outra variável a ser analisada pois uma usina ainda poderia vir a dar problema de com tensão em certas barras.

Como trabalho futuro gostaria de mencionar a análise de outros variáveis que são alteradas pela inserção de GD frequência, capacidade térmica e proteção (LLIUYACC-BLAS; KEPPLINGER, 2022). Bem como, cálculo de perdas no alimentador (SANT; AL-BADI, [s.d.]) e a projeção de expansão dos sistema de geração distribuído como por exemplo solar, biogás, bem como, sistema de baterias e carros elétricos (KOIRALA et al., 2022). Neste trabalho analisou-se o aumento de tensão e fluxo de carga, mas poderíamos analisar como todas estas novas tecnologias afetam a qualidade de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Resolução Normativa N ° 482/2012. Brasil. 2012.

ANEEL. Resolução Normativa N° 687/2015. Brasil. 2015.

ANEEL. Módulo 4. In: PRODIST. Brasília.

BIN TURIMAN, M. S.; NIZAM BIN MOHD SARMIN, M. K. Reverse Power Flow Analysis in Distribution Network. ICPEA 2021 - 2021 IEEE International Conference in Power Engineering Application, p. 127–131, 8 mar. 2021.

BRASIL. Lei N° 14.300/ 2022, Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). . 2022.

CUTTS, A.; GRASER, A. Learn QGIS: Your Step-By-step Guide to the Fundamental of QGIS 3. 4, 4th Edition. Learn QGIS, 2018.

DUGAN, R. C. Reference Guide The Open Distribution System Simulator™ (OpenDSS) With edits by Andrea Ballanti. 2016.

EPE/MME. PNE 2050. In: Plano Nacional de Energia 2050. Rio de Janeiro.

IIOKA, D. et al. Voltage reduction due to reverse power flow in distribution feeder with photovoltaic system. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 113, p. 411–418, 1 dez. 2019.

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 594–605, 1 jan. 2016.

KOIRALA, A. et al. Hosting capacity of photovoltaic systems in low voltage distribution systems: A benchmark of deterministic and stochastic approaches. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 155, p. 111899, 1 mar. 2022.

LLIUYACC-BLAS, R.; KEPPLINGER, P. Violation-mitigation-based method for PV hosting capacity quantification in low voltage grids. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 142, p. 108318, 1 nov. 2022.

MCKINNEY, W. Python para análise de dados. p. 616, 2018.

SANT, V. S.; AL-BADI, A. Minimization of Power Loss in Distribution Networks by Different Techniques moha albasheer Related papers Recent Trends of t he Most Used Met aheurist ic Techniques for Dist ribut ion Net work Reconfi… Energy Losses in Power Syst em-Pract ical Case St udy. [s.d.].

The Paris Agreement | UNFCCC. Disponível em: <https://unfccc.int >. Acesso em: 31 mar. 2022.

ZOBAA, A. F. et al. Hosting capacity for smart power grids. Hosting Capacity for Smart Power Grids, p. 1–254, 1 jan. 2020.

ESTUDO DA INFLUÊNCIA DE FATORES EXTERNOS NO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO O *SOFTWARE* ATP

Vitória Caroline Carvalho do Nascimento[1]; Ednardo Pereira da Rocha[1]; Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella[1]; Adriano Aron Freitas de Moura[1]

[1]*Universidade Federal Rural do Semi-Árido*

RESUMO

O desempenho dos sistemas fotovoltaicos é fundamentalmente impactado por fatores externos. Dessa forma, este trabalho tem como objetivo implementar um modelo computacional, no *software* ATP (*Alternative Transient Program*), para o estudo do funcionamento e do desempenho de módulos fotovoltaicos sob a influência dos fatores externos irradiância solar, temperatura e sombreamento. A metodologia deste trabalho contém cinco etapas: levantamento de dados, modelagem, simulações do módulo fotovoltaico modelado sob a influência de fatores externos, comparação dos resultados com os dados de referência e validação do modelo. Como resultados, foram plotadas as curvas I*x*V e P*x*V do módulo fotovoltaico, a partir de medições de corrente e de potência na carga conectada na saída do módulo fotovoltaico, sob a variação das entradas irradiância solar e temperatura, bem como da configuração dos módulos. Através dos resultados das simulações, foi possível analisar o funcionamento do sistema modelado com a verificação da influência dos fatores externos estudados. Além disso, a comparação entre os resultados das simulações e as curvas características fornecidas pelo fabricante possibilitou a verificação da validade da modelagem do módulo fotovoltaico.

Palavras-chave: Irradiância Solar; Módulos Fotovoltaicos; *Software* ATP; Sombreamento; Temperatura.

ABSTRACT

The performance of photovoltaic systems is fundamentally impacted by external factors. Thus, this work aims to implement a computational model, in ATP

(*Alternative Transient Program*) *software*, for the study of the functioning and performance of photovoltaic modules under the influence of the external factors: solar irradiance, temperature and shading. The methodology of this work contains five steps: data collection, modeling, simulations of the photovoltaic module modeled under the influence of external factors, comparison of the results with the reference data and validation of the model. As a result, the I*x*V and P*x*V curves of the photovoltaic module were plotted, from measurements of current and power in the load connected to the output of the photovoltaic module, under the variation of the solar irradiance and temperature inputs, as well as the configuration of the modules. Through the simulation results, it was possible to analyze the functioning of the modeled system with the verification of the influence of the studied external factors. In addition, the comparison between the simulation results and the characteristic curves provided by the manufacturer made it possible to verify the validity of the photovoltaic module modeling.

Keywords: Solar Irradiance; Photovoltaic Modules; ATP *Software*; Shading; Temperature.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE, 2021), em 2020, a energia solar fotovoltaica apresentou crescimento de 61,5% na geração de energia elétrica em relação ao ano de 2019. Também houve um aumento de 137,0% na GD (Geração Distribuída). Esse cenário de crescimento compreende, especialmente, a energia solar fotovoltaica conectada à rede, correspondendo à 90,4%, que, por sua vez, acarreta desafios referentes aos aspectos técnicos, de qualidade e de segurança do sistema elétrico (CUNHA, 2013).

Dentre os desafios da energia solar fotovoltaica, verifica-se, também, a interferência de fatores externos (irradiância solar, temperatura e sombreamento dos módulos) no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Em condições desfavoráveis, como baixa irradiância solar, altas temperaturas e existência de

sombreamento nos módulos, a eficiência do sistema é reduzida significativamente (CRESESB, 2014).

Nesse contexto, o objetivo deste trabalho consiste em implementar um modelo computacional, através da utilização de técnicas de modelagem e da linguagem MODELS no *software* ATP (*Alternative Transient Program*), para a realização de simulações e do estudo do funcionamento e do desempenho de módulos fotovoltaicos sob a influência dos fatores externos supracitados.

2. INFLUÊNCIA DE FATORES EXTERNOS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O desempenho dos sistemas fotovoltaicos é substancialmente afetado por fatores externos, como irradiância solar, temperatura e sombreamento dos módulos. A incidência desses fatores modifica as condições de operação dos módulos fotovoltaicos, variando a tensão e a corrente instantâneas, e, consequentemente, modificando o ponto de operação de máxima potência. Nas subseções 2.1 a 2.3 é realizada a descrição dos fatores externos analisados.

2.1 Irradiância Solar

A irradiância solar é um dos principais fatores externos de interferência no desempenho de sistemas fotovoltaicos, uma vez que se trata do agente base do efeito fotovoltaico (CRESESB, 2014). A variação da irradiância solar modifica a corrente de curto-circuito, de forma que, para maiores valores de irradiância solar, são obtidas maiores correntes de curto-circuito e, consequentemente, maiores potências. O efeito da variação da irradiância solar, em contrapartida, ocasiona menor impacto na tensão de circuito aberto (SILVA, 2015).

2.2 Temperatura

A variação da temperatura também consiste em um fator externo que afeta substancialmente o desempenho do sistema fotovoltaico (CRESESB, 2014). O efeito da temperatura ocorre de modo que elevadas temperaturas implicam em uma queda significativa da tensão de circuito aberto, reduzindo a eficiência do sistema. Por outro lado, para temperaturas mais baixas, a tensão

de circuito aberto apresenta maiores valores e, consequentemente, é possível a obtenção de maiores potências para irradiância solar constante (SILVA, 2015).

2.3 Sombreamento

O sombreamento dos módulos fotovoltaicos implica em variações nas características elétricas dos sistemas fotovoltaicos. Além da redução do desempenho, há risco de danos ao módulo sombreado. Nessas situações, a potência gerada é dissipada nas células sombreadas, havendo intensa produção de calor; fenômeno denominado de *hotspot* (ponto quente). Para minimizar esse efeito, conecta-se diodos de *bypass* para desviar a diferença de corrente; permitindo a redução das perdas e do risco de dano (CUNHA, 2013).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento deste trabalho foram realizadas cinco etapas, são elas: levantamento de dados, modelagem, simulações do sistema modelado sob a influência de fatores externos, comparação dos resultados com os dados de referência e validação do modelo.

3.1 Levantamento de Dados

Foi realizado o levantamento das informações, na ficha do fabricante DAH Solar, referentes ao módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W; dentre elas: as características elétricas e de temperatura, e as curvas características do módulo fotovoltaico. A Tabela 1 apresenta as características elétricas e de temperatura do módulo em estudo.

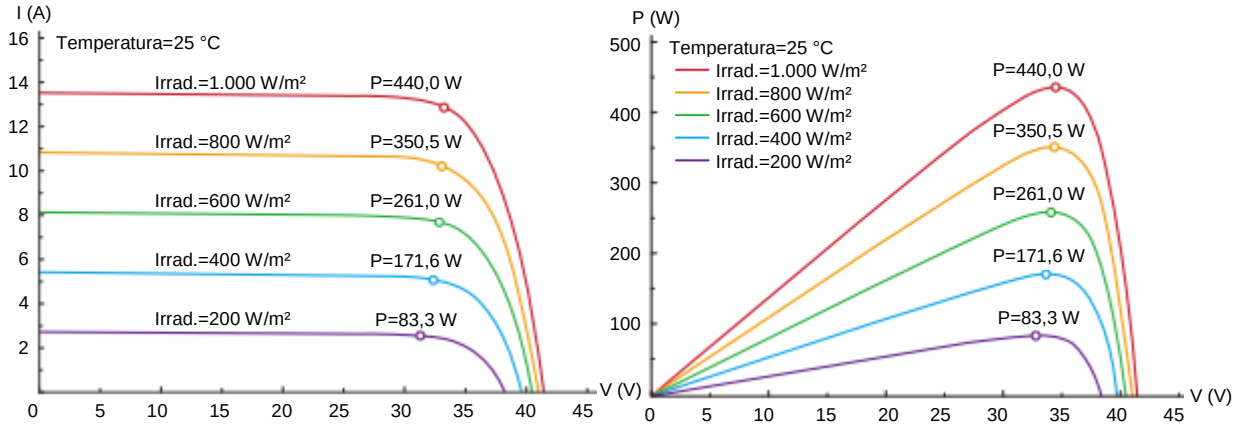
Tabela 1 – Características elétricas [1]*STC* e de temperatura do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W

Especificações	Dados
Máxima potência ($P_{máx}$)	440 W
Tensão de máxima potência (V_{mp})	34,8 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	12,64 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	41,2 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	13,54 A
[2]Resistência interna	0,2 Ω

Coeficiente de temperatura V_{oc}	-0,31%/°C
Coeficiente de temperatura I_{sc}	+0,05%/ºC

[1]Sob condições padrões de teste. [2]Definida no *software PV-Analysator*.
Fonte: Adaptado de DAH SOLAR, 2022.

As Figuras 1 (a) e (b) apresentam, respectivamente, as curvas I*x*V e P*x*V do módulo fotovoltaico em estudo, sob diferentes condições de irradiância solar (variando entre 200 e 1.000 W/m²) e temperatura constante de 25 °C. E a Figura 2 apresenta a curva I*x*V, com indicação da máxima potência, para diferentes temperaturas (variando entre 25 e 65 °C) e irradiância solar constante de 1.000 W/m².



(a) (b)

Figura 1 – Curvas do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W, conforme variação de irradiância solar (W/m²): (a) I*x*V e (b) P*x*V
Fonte: Adaptado de DAH SOLAR, 2022

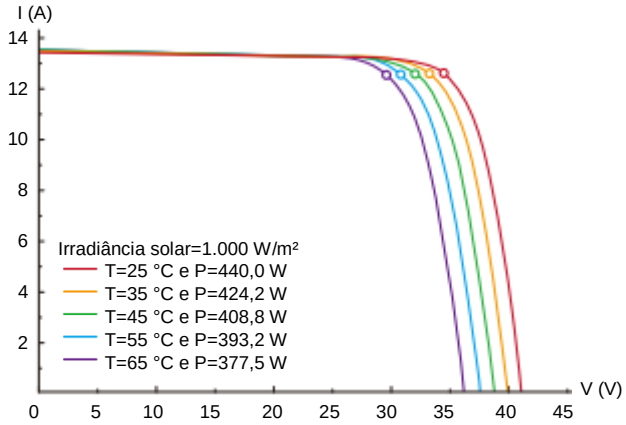


Figura 2 – Curva I*x*V do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W, conforme variação de temperatura (°C)

Fonte: Adaptado de DAH SOLAR, 2022.

As especificações elétricas e de temperatura (*vide* Tabela 1) foram utilizadas como referência para a implementação do modelo, enquanto as curvas características (apresentadas nas Figuras 1 e 2) foram utilizadas na análise comparativa com os resultados das simulações para a verificação da validade da modelagem do módulo fotovoltaico.

3.2 Modelagem

A modelagem do módulo fotovoltaico foi realizada com a implementação do modelo de um diodo (também denominado de modelo real), por meio da linguagem MODELS, no *software* ATP. A Figura 3 apresenta o sistema implementado para a modelagem do módulo fotovoltaico.

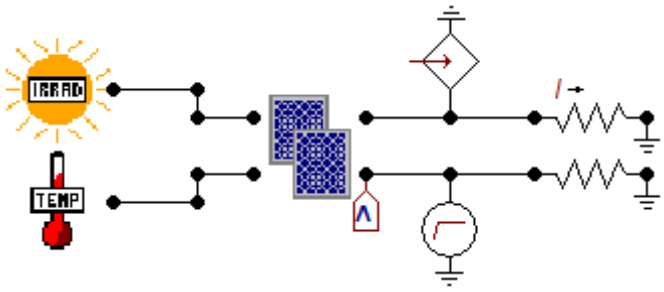


Figura 3 – Módulo fotovoltaico implementado no *software* ATP

Fonte: Autoria própria, 2022.

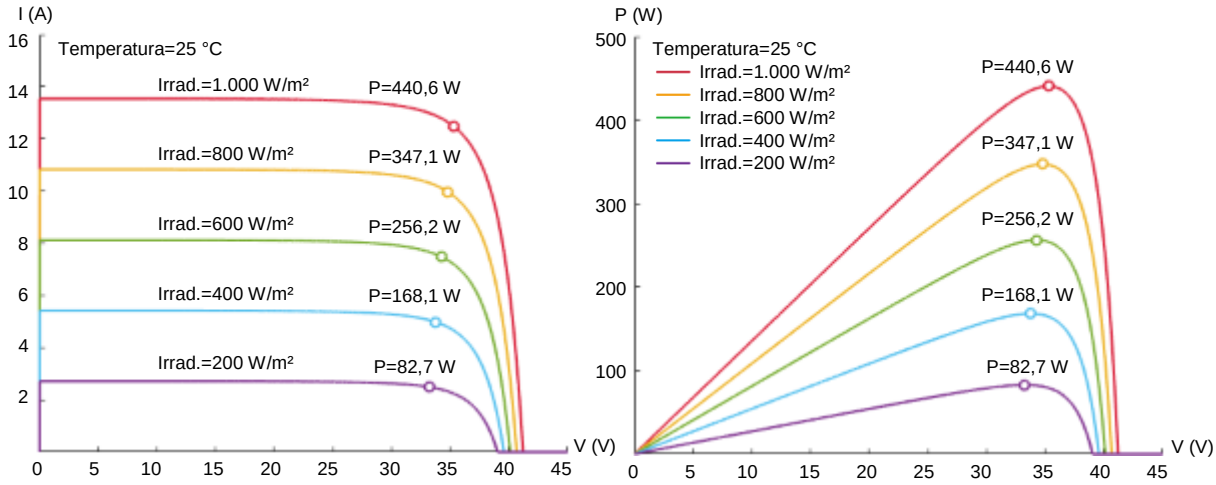
Conforme a Figura 3, o sistema é constituído por um bloco MODELS para a implementação do módulo fotovoltaico, cujas entradas são definidas por dois blocos MODELS para a implementação da irradiância solar e da temperatura, e por uma conexão com uma fonte de tensão do tipo rampa para facilitar a visualização dos resultados, e cuja saída é conectada a uma carga na qual são realizadas as medições de corrente e de potência (SILVA, 2015).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção contempla os resultados das simulações do modelo computacional, realizadas no *software* ATP, para o estudo do funcionamento e do desempenho de módulos fotovoltaicos sob a influência dos fatores externos supramencionados. Nas subseções 4.1 a 4.4 são apresentados os resultados das simulações.

4.1 Influência da Irradiância Solar

Nesta simulação foi verificada a influência da irradiância solar no funcionamento e no desempenho do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W, sob a variação da irradiância solar de 200 a 1.000 W/m² e temperatura constante de 25 °C. As Figuras 4 (a) e (b) apresentam as curvas I*x*V e P*x*V, respectivamente, obtidas na simulação do módulo fotovoltaico em estudo.



(a) (b)

Figura 4 – Curvas do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W obtidas na simulação, conforme variação de irradiância solar (W/m²): (a) I*x*V e (b) P*x*V

Fonte: Autoria própria, 2022.

Através da comparação entre a Figura 1 (a) e a Figura 4 (a), e entre a Figura 1 (b) e a Figura 4 (b), verifica-se a semelhança entre as curvas I*x*V e P*x*V, respectivamente, de referência e as respectivas curvas obtidas nas simulações. O maior erro obtido nesta análise foi de 2,0396% para a irradiância solar de 400 W/m². Dessa forma, verifica-se a validação da modelagem do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W, conforme variação de irradiância solar de 200 a 1.000 W/m².

4.2 Influência da Temperatura

Posteriormente foi verificada a influência da temperatura no funcionamento e no desempenho do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W, sob a variação da temperatura de 25 a 65 °C e irradiância solar constante de 1.000 W/m². As curvas I*x*V e P*x*V do módulo fotovoltaico em estudo, obtidas nesta simulação, são apresentadas nas Figuras 5 (a) e (b), respectivamente.

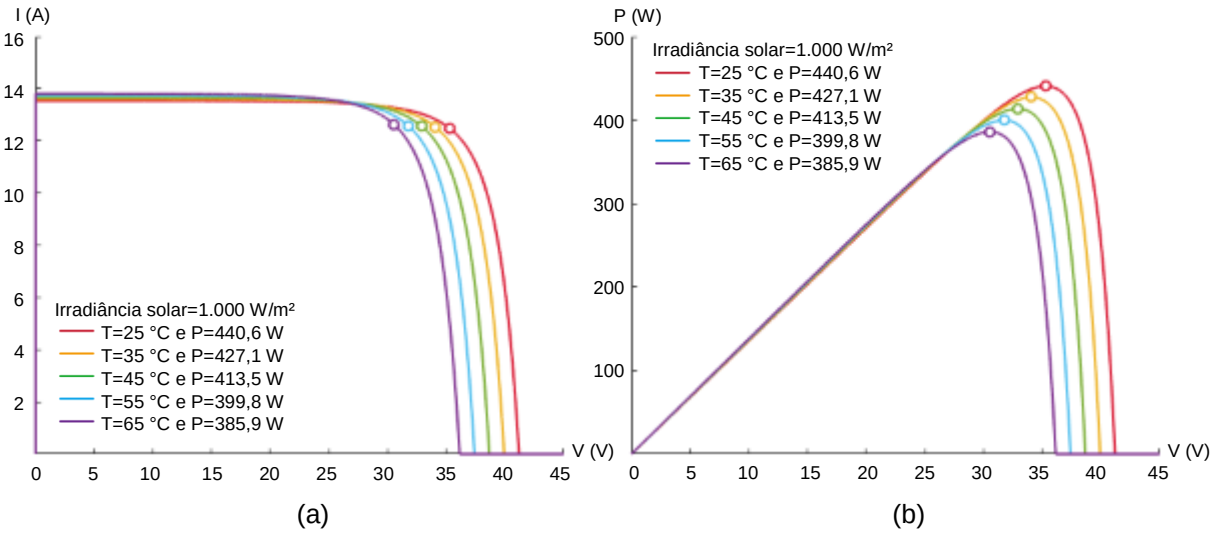


Figura 5 – Curvas do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W obtidas na simulação, conforme variação de temperatura (°C): (a) I*x*V e (b) P*x*V

Fonte: Autoria própria, 2022.

Ao comparar a Figura 2 e a Figura 5 (a) é possível verificar a similaridade entre a curva I*x*V de referência e a respectiva curva obtida na simulação. Já a Figura 5 (b) foi apresentada para fornecer um maior detalhamento. O maior erro obtido nesta análise foi de 2,2252% para a temperatura de 65 °C. Dessa forma, também é verificada a validação da modelagem do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W, conforme variação de temperatura de 25 a 65 °C.

4.3 Arranjos dos Módulos Fotovoltaicos

Verificada a validade da modelagem do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W sob a variação da irradiância solar e da temperatura, as Figuras 6 (a) e (b) apresentam as curvas I*x*V (eixo principal) e P*x*V (eixo secundário) obtidas na simulação do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W, sob irradiância solar de 1.000 W/m² e temperatura de 25 °C, para os arranjos paralelo e série (variando entre 1 e 5 módulos), respectivamente.

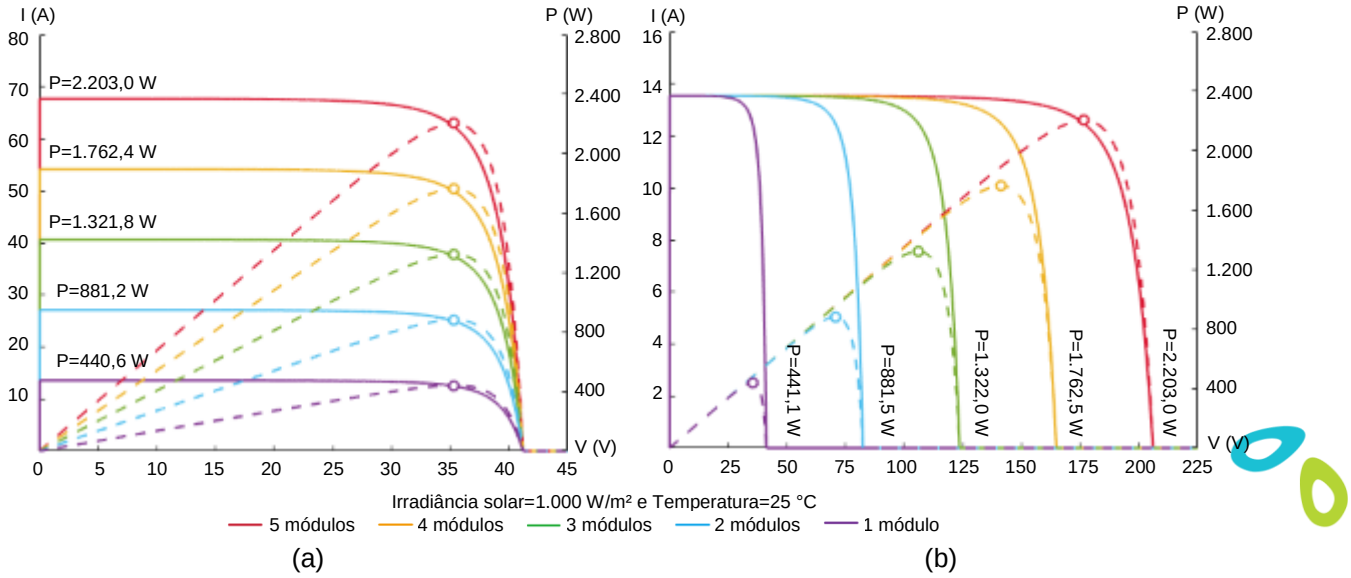


Figura 6 – Curvas I*x*V e P*x*V do módulo fotovoltaico modelo DHM-60X10-440W obtidas na simulação, conforme arranjo: (a) Paralelo e (b) Série

Fonte: Autoria própria, 2022.

Verifica-se na Figura 6 (a) que a corrente de curto-circuito aumenta proporcionalmente para uma maior quantidade de módulos associados em paralelo, assim como a máxima potência, enquanto a tensão de circuito aberto se mantém constante, sob irradiância solar e temperatura constantes. Dessa forma, é verificada a validade desta análise, uma vez que o comportamento identificado está em conformidade com os princípios de funcionamento da associação paralela.

Como mostra a Figura 6 (b), a corrente de curto-circuito se mantém constante, enquanto a tensão de circuito aberto e a máxima potência aumentam proporcionalmente para uma maior quantidade de módulos associados em série, sob irradiância solar e temperatura constantes. Logo, esta análise também é validada, pois o comportamento observado está em concordância com os princípios de funcionamento da associação série.

4.4 Influência do Sombreamento no Arranjo Série

A Figura 7 mostra as curvas I*x*V (eixo principal) e P*x*V (eixo secundário), obtidas na simulação, considerando o sombreamento parcial de um arranjo série com três módulos fotovoltaicos modelo DHM-60X10-440W, sob irradiância solar de 1.000 W/m² e temperatura de 25 °C. Na Figura 7 (a) foi considerado o sombreamento parcial de 50% em um módulo, e na Figura 7 (b) o sombreamento parcial de 50% em um e dois módulos com a conexão de diodo(s) de *bypass*.

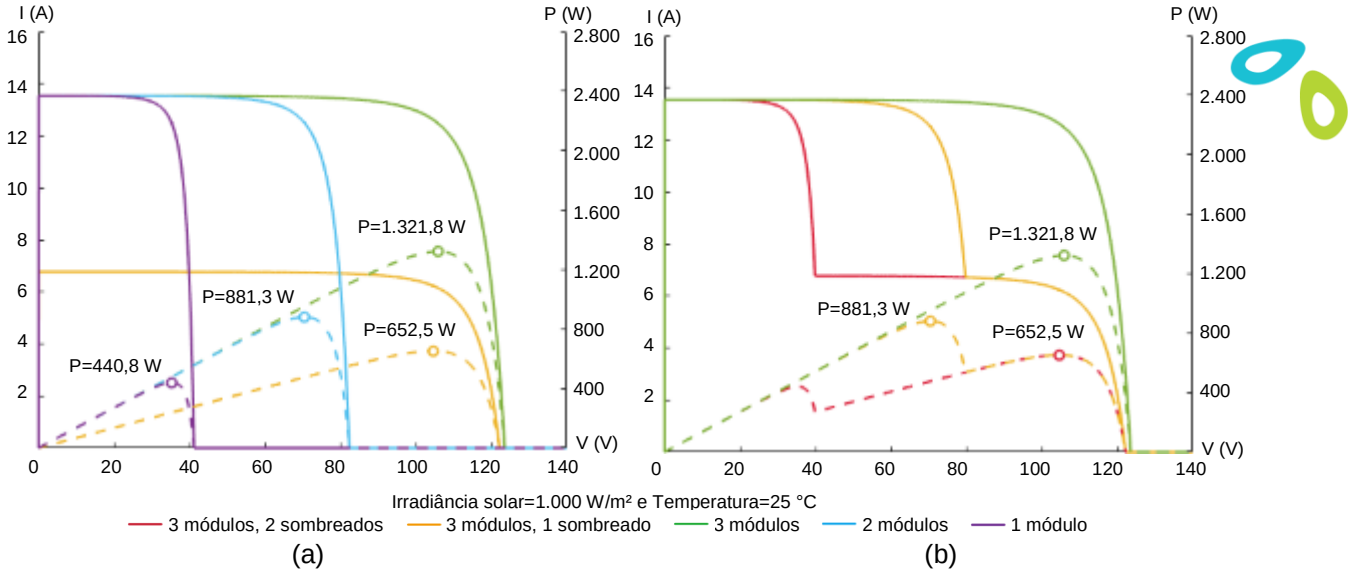


Figura 7 – Curvas I*x*V e P*x*V do arranjo série de módulos fotovoltaicos modelo DHM-60X10-440W, com sombreamento parcial, obtidas na simulação: (a) Sem e (b) Com diodo de *bypass*
Fonte: Autoria própria, 2022.

Como observado na Figura 7 (a), na ocorrência de sombreamento, embora parcial, em módulos arranjados em série, há a limitação da corrente e, consequentemente, da máxima potência de todo o arranjo. Comparando o arranjo série com três módulos não sombreados e o arranjo série com três módulos sendo um com sombreamento parcial de 50%, verifica-se a redução de 50,64% na máxima potência, sendo a máxima potência inferior à obtida para o arranjo série com dois módulos não sombreados (881,3 W).

Percebe-se na Figura 7 (b) que a conexão de diodo(s) de *bypass* permite o desvio da diferença de corrente elétrica do(s) módulo(s) sombreado(s) e a

redução das perdas. Comparando o arranjo série com três módulos não sombreados e os arranjos série com três módulos sendo um e dois módulos com sombreamento parcial de 50%, ambos com diodo de *bypass*, verifica-se a redução de 33,32% e de 50,64% na máxima potência, respectivamente. Em ambos, a redução foi inferior e igual, respectivamente, à verificada para o arranjo série de três módulos sendo um com sombreamento parcial de 50% e sem diodo de *bypass* (50,64%).

Diante da conformidade dos resultados das simulações (curvas I*x*V e P*x*V, e especificações das máximas potências) dos arranjos paralelo e série (no segundo caso, com sombreamento parcial sem e com diodo de *bypass*) dos módulos fotovoltaicos modelo DHM-60X10-440W, com as características das associações dos módulos e com o comportamento do sistema modelado (baseado nas características do modelo do módulo em estudo) sob o efeito do sombreamento, também foi possível verificar a validade destas análises.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi realizada a implementação de um modelo computacional, no *software* ATP, para o estudo do funcionamento e do desempenho de módulos fotovoltaicos sob a influência dos fatores externos supracitados. Os maiores erros obtidos nas simulações do sistema sob a variação da irradiância solar e da temperatura foram de 2,0396% para a irradiância solar de 400 W/m² e de 2,2252% para a temperatura de 65 °C. Dessa forma, foi possível verificar a validade da modelagem do módulo fotovoltaico.

Este trabalho permitiu a quantificação do impacto dos fatores externos analisados no funcionamento e no desempenho do módulo fotovoltaico, bem como a aplicação das propriedades da modelagem definida em um modelo comercial de módulo fotovoltaico (modelo DHM-60X10-440W, do fabricante DAH Solar). A contribuição deste trabalho consiste, portanto, na utilização de uma ferramenta computacional em estudos sobre o funcionamento e o desempenho de módulos fotovoltaicos e, consequentemente, de sistemas fotovoltaicos.

Além disso, o *software* ATP se apresentou como uma ferramenta adequada para este estudo, permitindo a obtenção de resultados próximos aos dados de referência, e apta para aplicações em projetos e estudos de caso. Dessa forma, a modelagem do módulo fotovoltaico apresentada neste trabalho se aplica a diferentes estudos, no *software* ATP, que contemplam energia solar fotovoltaica, como fluxo de carga e análise de faltas em redes com GD, *hosting capacity*, qualidade de energia *etc*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 19 ago. 2020.

CUNHA, G. H. B. Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede de Baixa Tensão. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UFU, Uberlândia, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/14577/1/ModelagemMatematicaImplementacao.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2020.

DAH SOLAR. Ficha de Dados - DHM-60X10 430~460W. 2022. Disponível em: <https://pt.dahsolarpv.com/uploadfile/downloads/6-182-DHM-60X10%20430~460W.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2022.

EPE. Balanço Energético Nacional: Relatório Síntese 2021. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2021.

SILVA, L. R. C. Análise de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência (MPPT) para Aplicação em Arranjos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2015. Dissertação (Mestrado em Ciências: Área de Concentração Engenharia Elétrica), UFU, Uberlândia, 2015. Disponível em:

<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/14601/1/AnaliseTecnicasRastreamento.pdf>. Acesso em: 17 ago. 2020.

ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DO CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA NO CAMPUS DE MANAUS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS – UFAM

Márcia Drumond Sardinha[1]; Luiz Augusto Horta Nogueira[1]; Rubem Souza[2]

[1]Universidade Federal de Itajubá; [2]Universidade Federal do Amazonas

RESUMO

De acordo com ONU (2021), os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) são um apelo global à ação para acabar com a pobreza, proteger o meio ambiente e o clima e garantir que as pessoas, em todos os lugares, possam desfrutar de paz e de prosperidade. Dentre os 17 (dezessete) ODS, o ODS 7 - Energia limpa e acessível, por ser um tema transversal, está relacionado com todos os demais objetivos. Verifica-se que paralelamente à necessidade do cumprimento dos ODSs há a diminuição de recursos destinados à Administração Pública onde vários órgãos deste segmento vêm sofrendo sérias dificuldades para se manterem, sendo a universidade pública um dos mais afetados. Desta forma, é importante buscar alternativas que possibilitem a redução do custo com energia elétrica. Neste trabalho serão apresentadas ações passíveis de serem implementadas no âmbito de uma instituição pública de ensino superior instalada no coração da Amazônia brasileira, qual seja, a Universidade Federal do Amazonas – UFAM. Utilizando como referência o ano de 2019, portanto, antes da pandemia, o consumo total anual de eletricidade foi de 16.620 MWh, o que representou uma despesa de R$ 9.150.000,00. Foram analisadas alternativas para reduzir os custos com energia elétrica neste campus, conforme a seguir: i) geração distribuída (GD) utilizando sistemas fotovoltaicos, ii) GD utilizando sistemas fotovoltaicos e desmembramento da UC do campus em 2 unidades (setor sul e setor norte) e, iii) mudança do nível de tensão de 13,8 kV para 69 kV. A GD se apresenta como uma opção a ser levada em conta, muito embora seja necessário definir uma estratégia adequada para lograr o maior êxito.

Palavras-chave: Eletricidade; Redução de custos; Geração distribuída; Prédios públicos.

ABSTRACT

According to the UN (2021), the Sustainable Development Goals (SDGs) are a global call to action to end poverty, protect the environment and the climate, and ensure that people everywhere can enjoy peace and prosperity. Among the 17 (seventeen) SDGs, SDG 7 - Clean and affordable energy, as a cross-cutting theme, is related to all the other goals. It can be seen that in parallel with the need to comply with the SDGs there is a decrease in resources for the Public Administration, where several agencies of this segment have been suffering serious difficulties to maintain themselves, and the public university is one of the most affected. Thus, it is important to seek alternatives that enable the reduction of the cost of electricity. This paper will present actions that can be implemented in the context of a higher education public institution located in the heart of the Brazilian Amazon, namely, the Federal University of Amazonas - UFAM. Using as reference the year 2019, therefore, before the pandemic, the total annual electricity consumption was 16,620 MWh, which represented an expense of R$ 9,150,000.00. Alternatives to reduce electricity costs on this campus were analyzed, as follows: i) distributed generation (DG) using photovoltaic systems, ii) DG using photovoltaic systems and dismemberment of the campus consumer unit into 2 units (south sector and north sector) and, iii) changing the voltage level from 13.8 kV to 69 kV. DG presents as an option to be taken into account, although it is necessary to define a suitable strategy to achieve the greatest success.

Keywords: Electricity; Cost reduction; Distributed generation; Public buildings.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com ONU (2021), os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) são um apelo global à ação para acabar com a pobreza, proteger o meio ambiente e o clima e garantir que as pessoas, em todos os

lugares, possam desfrutar de paz e de prosperidade. São 17 (dezessete) ODS e a maioria das metas tem o prazo limite de 2030. Nos ODS estão contemplados temas que resolveriam, ou pelo menos, melhorariam de forma significativa os problemas sociais e ambientais no mundo. O ODS 7 - Energia limpa e acessível, por ser um tema transversal, está relacionado com todos os demais objetivos. Outros relacionadas à energia são ODS 11 – Cidades e comunidades sustentáveis, ODS 12 – Consumo e produção responsáveis e ODS 13 – Ação contra a mudança global do clima, estão mais diretamente relacionados.

Verifica-se que paralelamente à necessidade do cumprimento dos ODSs há a diminuição de recursos destinados à Administração Pública onde vários órgãos deste segmento vêm sofrendo dificuldades para se manterem, sendo a universidade pública um dos mais afetados. Uma parcela significativa dos recursos financeiros é destinada ao custeio da eletricidade. Assim, é importante buscar alternativas que possibilitem a redução do custo com energia elétrica.

Neste trabalho será abordada a unidade consumidora (UC) do Campus Senador Arthur Virgílio Filho da Universidade Federal do Amazonas (UFAM), localizado na cidade de Manaus/AM, onde se estudou opções para reduzir o custo com energia elétrica por meio da Geração Distribuída - GD e mudança do nível de tensão de conexão ao sistema elétrico.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Antes de ser abordado o tema de GD é importante um breve resumo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). O SEB é operado de forma centralizado, sendo composto por geração em usinas utilizando fontes renováveis e não renováveis, transmissão por meio de linhas em alta tensão e a distribuição em baixa tensão para os consumidores finais, os quais na maioria das situações encontram-se distantes das usinas. Conforme dados da ANEEL (2022a), a potência fiscalizada da matriz elétrica brasileira é de 183,13 GW, sendo a maior participação (59,77%) oriunda de fonte hídrica.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão

de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL (ONS, 2022).

Dadas as dimensões e complexidades deste sistema são necessários altos investimentos para a operação, manutenção e expansão. Por sua vez a geração distribuída no sistema de compensação[1], de responsabilidade do consumidor, pode gerar energia elétrica próxima às unidades consumidoras reduzindo tais investimentos.

A partir da Resolução Normativa nº 482/2012 houve um avanço na GD no Brasil, pois foram estabelecidas as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. De acordo com a ANEEL (2015):

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Enquanto que a Lei nº 14.300 (BRASIL, 2022), de 06 de janeiro de 2022, dentre outras mudanças, alterou o limite da minigeração distribuída: “central geradora ...que possua potência instalada, maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não

[1] Sistema no qual a energia ativa injetada por UC com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2015).

despacháveis...". Portanto, o limite da GD fotovoltaica foi reduzido de 5 MW para 3 MW.

A GD pode ser enquadrada nas modalidades: autoconsumo remoto, geração compartilhada, geração na própria UC e múltiplas UCs. Destaca-se que com a disseminação do uso da GD, o consumidor de energia elétrica, que até então participava do sistema elétrico como um agente passivo, pode atuar de forma ativa, sendo denominado de prosumidor.

Segundo Castro & Silva (2019), a regulamentação do setor elétrico brasileiro referente a micro e minigeração vem sendo construída desde 2010, a partir da Consulta Pública nº 015/2010 da ANEEL. Registre-se que o arcabouço regulatório continua em evolução.

De acordo com dados da ANEEL (2022a), na matriz elétrica brasileira há a participação de 5 GW de potência fiscalizada oriunda de usinas solares centralizadas, representando 2,74% do total da matriz. Enquanto, a geração distribuída com fontes fotovoltaicas contribui com aproximadamente 10 GW. Verifica-se que, dentre as fontes de energia, a fotovoltaica tem a participação de aproximadamente 100%, tanto com relação à potência instalada quanto com a quantidade de empreendimentos. A modalidade majoritária é de geração na própria UC com aproximadamente 78% e o consumo remoto com 21% do total de potência.

2.1 Geração Distribuída na classe de consumo "Poder Público"

Verifica-se que no "Poder Público" a participação predominante também é da energia fotovoltaica, conforme Tabela 1. Nesta classe, a modalidade majoritária é de geração na própria UC com aproximadamente 80% e autoconsumo remoto de 18% do total de potência.

Tabela 1 – Geração distribuída no Brasil em 2022 – classe “Poder Público”

Fontes	Usinas		Potência instalada	
	Quantidade	[%]	[kW]	[%]
CGH	1	0,03	30,00	0,03
EOL	3	0,10	14,50	0,01
UFV	2.891	99,79	115.751,45	99,67
UTE	2	0,07	335,00	0,29
Total	2.897	100,00	116.130,95	100,00

Fonte: elaborada a partir de ANEEL (2022b)

A potência instalada pelo Poder Público de 116 MW representa somente 1% do total da potência de GD instalada no Brasil. Enquanto, as duas maiores participações são das classes residencial (45%) e comercial (32%). Por outro lado, de acordo com o Ministério da Economia (2022), no ano de 2019 a energia elétrica foi o 5ª maior gasto no poder público federal, com o valor de R$ 2,5 bilhões, representando 6,3% do total dos gastos. A partir de 2020, devido à pandemia da doença pelo SARS-COV-2 (COVID-19), houve a redução do gasto com energia. Com relação aos 4 primeiros meses de 2022, verificou-se que o gasto acumulado com energia elétrica foi de R$ 515,5 milhões. No entanto, com a retomada das atividades presenciais o gasto com energia elétrica aumentará. É importante registrar que, mesmo no cenário de pandemia, em várias Unidades Consumidoras - UCs houve aumento de carga e também novas UCs foram construídas.

3. AÇÕES A SEREM IMPLEMENTADAS NO ÂMBITO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS

De acordo com Ministério da Economia (2022), verificou-se que no período de 2016 a abril/2022 a universidade é a classe que apresenta o 4º maior gasto na administração pública federal e apresenta o 3º maior gasto com energia elétrica. Assim, é importante se buscar soluções para a gestão adequada da energia elétrica no âmbito das universidades.

Segundo dados da ANEEL (2022b), no estado do Amazonas a potência instalada em GD e a quantidade de empreendimento são, respectivamente, 64.171,91 kW e 4.134, sendo aproximadamente 84% proveniente de usinas solares fotovoltaicas na modalidade geração na própria UC e 10% em autoconsumo remoto. Verificou-se que na classe “Poder Público” estão instalados 590,18 kW e 13 usinas. Em Manaus estão instalados 508,58 kW e 9 usinas. A GD nesta classe representa aproximadamente 1% do total de potência de GD instalada no Amazonas.

Quanto à UFAM, em 2019, os gastos foram 26% com apoio administrativo/técnico/operacional, 17% com serviços de limpeza e conservação e 14% com serviços de energia elétrica, significando este último gasto o valor de R$ 11.613.431,00. É importante frisar que tal valor é referente à energia elétrica de todas as UCs da UFAM. Estima-se que o campus de Manaus representa 55% destes gastos. Do total de 26 UCs, 17 pertencem ao grupo A e 9 ao grupo B distribuídas em 6 municípios; em Manaus há 8 do grupo A e 5 do grupo B.

3.1 Caracterização do campus universitário da Universidade Federal do Amazonas

Em 1909 foi criada a Escola Universitária Livre de Manáos e em 2002 foi denominada Universidade Federal do Amazonas – UFAM. A maioria de suas instalações estão no Campus Senador Arthur Virgílio Filho localizado em Manaus. Outros campi estão localizados nos municípios de Benjamin Constant, Itacoatiara, Coari, Parintins e Humaitá. A área de 6,7 milhões de m^2 torna o campus de Manaus o 3º maior fragmento verde em área urbana do mundo e o 1º do país. A figura 1 apresenta a vista aérea do campus.

Figura 1 – Vista aérea do Campus Senador Arthur Virgílio Filho (Fonte: Google Earth, 2022)

A UC do campus universitário de Manaus está enquadrada na subclasse Poder Público Federal, em alta tensão, subgrupo A4, nível de tensão 13.932 V. A modalidade tarifária é a horo-sazonal verde e a demanda contratada (DC) é de 3.729 kW. Considerando que o campus, desde março de 2020, está funcionando em trabalho remoto e a fim de representar o consumo de energia elétrica quando todas as edificações estão funcionando em modo presencial, utilizou-se os dados da fatura de outubro/2019, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros da fatura de energia referente a outubro/2019

Consumo [kWh]		Demanda [kW]		Total da fatura
Ponta	Fora de ponta	Medida	Ultrapassagem	[R$]
72.000	974.400	4.608	879	585.134,26

O valor da fatura de energia elétrica desta UC representa 83,69% do total das 13 (treze) unidades consumidoras da UFAM em Manaus. Os principais usos finais são climatização, iluminação e equipamentos gerais, com a participação, respectivamente, de 70%, 14% e 16%.

3.2 Ações que poderão ser implementadas

Antes de pensar na oferta de eletricidade é recomendável que seja realizado um diagnóstico elétrico a fim de serem eliminados os desperdícios de energia elétrica. No entanto, para fins desse artigo, serão consideradas ações

que não levam à redução de consumo e sim à redução de custos com energia elétrica. Verificou-se 03 (três) possíveis ações que poderão ser implementadas no campus, conforme a seguir:

3.3.1 – Geração distribuída (GD) utilizando sistemas fotovoltaicos

Neste artigo a única fonte de energia proposta será a solar. Assim, a partir das coordenadas geográficas do campus, com latitude 03º06'00" S e longitude 59º 58' 43"O, utilizou-se o programa SunData disponibilizado no CRESESB (2022) para obtenção da irradiação solar no horizontal média de 4,42 kWh/m^{2}dia.

A partir dos dados das faturas de energia elétrica referentes ao ano de 2019 estimou-se que o consumo do campus universitário foi de aproximadamente 820.800 kWh na ponta e de 11.112.000 kWh fora de ponta, totalizando um consumo anual de 11.932.800 kWh.

A potência instalada em GD para compensar o consumo do campus universitário, considerando o consumo de 2019, seria de aproximadamente 8 MW. Dados os limites determinados pela Lei nº 14.300 (Brasil, 2022), ou seja, com a potência limitada em 3 MW para GD Solar, seria possível compensar somente 37% do consumo total. Para fins de cálculo foi utilizado o valor de 1.461,85 [kWh/kWp] (SEBRAE&INEDES,2020). O investimento seria de aproximadamente R$ 11.000.000,00, tomando como referência o valor de R$ 3.542,66/kW, praticado no processo de aquisição de um sistema solar fotovoltaico para outro campus da UFAM.

Segundo EPE (2021), pela avaliação dos dados nacionais disponíveis, os valores mais recentes indicam que o investimento médio para usinas solar fotovoltaicas gira em torno de R$ 4.000/kW a R$ 4.500/kW, enquanto os custos de O&M variam entre R$ 40/kW.ano e R$ 60/kW.ano.

Registre-se que recentemente foi instalada uma usina fotovoltaica no setor sul do campus universitário com potência de 277 kWp, proporcionando 3% de economia anual o que representa R$ 193.000,00 nas despesas com energia elétrica da UFAM.

3.3.2 – Geração distribuída (GD) utilizando sistemas fotovoltaicos e construção de uma segunda conexão à rede da distribuidora

A legislação vigente, em tese, não possibilita que haja duas entradas de energia elétrica para uma mesma UC, dado que a eventual conexão entre as elas poderia gerar problemas ao sistema elétrico. No entanto, há casos em que essa medida é possível atendendo a exigências da distribuidora de energia elétrica.

Os setores norte e sul do campus são interligados por 3 km de rede elétrica. Nesse trecho ocorrem rotineiros problemas ocasionados, quase sempre, por queda de árvores. Tais problemas geram prejuízos, não somente financeiros, mas a todas as atividades acadêmicas. Além disso, o aumento de carga no setor norte (fim de linha) exigirá, em breve, investimento para reforço da rede. A solução desse problema pode ser dá via a construção de rede subterrânea ou via a construção de uma nova conexão com a rede da distribuidora no setor norte e, consequente desligamento da interligação atualmente existente. A segunda proposta foi discutida com a distribuidora que considerou possível permissão. Portanto, esta solução é apresentada a seguir.

Atualmente a UC do campus vem sendo multada por ultrapassagem de demanda. O desmembramento da rede implicará em medições diferentes de consumo e demanda e, assim, para os níveis atuais, não haveria ultrapassagem de DC e consequentemente a multa deixaria de existir.

O investimento necessário na nova cabine de medição é da ordem de R$ 950.000,00, estando incluída a conexão da nova entrada com a rede existente. Uma vez feito o desmembramento se instalaria um sistema GD onde houver maior consumo ou ainda dois sistemas, sendo cada um em um setor.

Quanto à GD, caso haja entendimento da distribuidora de que, ao ter uma nova entrada de energia se configuraria em uma nova UC, então seria possível dispor de até 3 MW para cada uma das entradas.

3.3.3 – Mudança do nível de tensão de 13,8 kV para 69 kV

De acordo com a ANEEL (2021), para UC com DC maior que 2.500 kW o nível de tensão de conexão ao sistema elétrico deve ser igual ou maior a 69 kV, subgrupo A3, e a modalidade tarifária é a azul. Na UC do campus universitário a DC é de 3.729 kW. Portanto, caso não seja realizada a divisão entre o setor norte e setor sul, será necessária a mudança do nível do Subgrupo A4, tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV, para o subgrupo A3.

Verificou-se que a construção de uma subestação de 69 kV implicaria em investimento da ordem de R$ 10.000.000,00. Passando a ser atendido em 69 kV o campus teria uma redução tarifária. Foi realizada uma estimativa da redução de custos tomando como referência o mês de julho de 2019 e as tarifas atuais, chegando a uma economia anual da ordem de R$ 3.700.000,00, assim o investimento na subestação teria um pay back de 3 anos.

Caso houvesse uma política de reinvestimento do valor economizado, outros benefícios poderiam ser auferidos. Ressalta-se que essa solução não seria suficiente para sanar os problemas vivenciados pela interligação elétrica existente entre o setor norte e setor sul.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como foi comentado, os custos com energia elétrica é um grande desafio para os órgãos públicos em geral e, particularmente, para universidades federais. A geração distribuída se apresenta como uma opção a ser levada em conta, muito embora seja necessário definir uma estratégia adequada para lograr o maior êxito.

Entende-se que cada UC apresentará o seu conjunto de opções para reduzir os custos com energia elétrica. Entretanto, tais ações necessitam estar alicerçadas em uma política institucional de gestão energética, capaz de identificar necessidades e oportunidades para otimizar o uso dos recursos energéticos e do erário público, fazendo elo com a formação de recursos humanos e a geração de conhecimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 482. Brasília, 2012.

____. Resolução Normativa nº 687. Brasília, 2015.

____. Resolução Normativa nº 1.000. Brasília, 2021.

____. Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 30 mai. 2022a.

____. Unidades com Geração Distribuída. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao. Acesso em: 30 mai. 2022b.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 23 abr. 2022.

CASTRO, R.; SILVA, M. S. L.. Legislação e Regulação. In: MOREIRA, J. R. S. (Organização). Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. Rio de Janeiro: LTC, 2019. 393 p.

Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. Brito – CRESESB. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/ index.php? section= sundata. Acesso em abril.2022.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Caderno de Preços da Geração 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

Ministério da Economia – ME. Painel de Custeio Administrativo. Disponível em: https://paineldecusteio.economia.gov.br/custeio.html/. Acesso em: 29 mai. 2022.

Operador Nacional do Sistema - ONS. Disponível em: < http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 29 mai. 2022.

Organização das Nações Unidas – ONU Brasil. Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil. Disponível em: https://brasil.un.org/pt-br/sdgs. Acesso em: 22 de junho de 2021.

Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Amazonas - SEBRAE/AM; Instituto Energia e Desenvolvimento Sustentável - INEDES. Cadeia de valor de energia solar fotovoltaica no Estado do Amazonas. 2020.

ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE ECÔNOMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO PARA UNIDADE CONSUMIDORA INDUSTRIAL DO GRUPO A

Lucas Lima Provensi[1]; Gabriel Henrique Grala[1]; Alexandre Santiago da Silva[1]; Glaucio Pedro de Alcantara[1]; Cid Marcos Gonçalves Andrade[1]; Oswaldo Curty da Motta Lima[1]

[1]*Universidade Estadual de Maringá*

RESUMO

Unidades consumidoras (UC) de energia do grupo A apresentam um sistema de tarifação horo-sazonal. Este, destaca-se principalmente por dois fatores. O primeiro deles é a necessidade de um contrato de demanda com a concessionária de energia, devido ao alto consumo energético do local. Já o segundo fator, é a diferença dos valores da tarifa energética do horário de ponta (P) com relação aos valores das tarifas do horário fora de ponta (F.P). As tarifas no horário de ponta podem chegar a custar cinco vezes mais caro que as tarifas no horário fora de ponta. Uma das consequências disso, é que para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*) precisam gerar até 5 vezes mais energia para suprir o consumo do horário de ponta, o que ocasiona dimensionamento de grandes geradores solares. Desta forma, o objetivo deste trabalho é realizar um estudo de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico híbrido, sendo composto por um sistema *on-grid* para abater o consumo no horário fora de ponta e um sistema conectado a um banco de baterias (*off-grid*) para abater o consumo no horário de ponta. Apesar do sistema híbrido ser economicamente viável, pois tem um retorno financeiro inferior a 7 anos e lucratividade aproximada de 600% em 25 anos, é inferior financeiramente ao sistema puramente *on-grid*, no qual tem um retorno financeiro inferior a 6 anos e lucratividade aproximada de 700% em 25 anos.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Sistemas Híbridos; Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

Group A energy consumer units (UC) have an hourly-seasonal pricing system. This one stands out mainly for two factors. The first one is the need for a demand contract with the energy concessionaire due to the high energy consumption of the place. On the other hand, the second factor is the difference in the values of the energy tariff during peak hours (P) about the values of the tariffs during off-peak hours (F.P). Peak-hour fares can be up to five times more expensive than off-peak fares. One of the consequences of this is that grid-connected photovoltaic systems (on-grid) need to generate up to 5 times more energy to supply peak hour consumption, which causes the sizing of large solar generators. In this way, this work aims to carry out an economic feasibility study of a hybrid photovoltaic system, consisting of an on-grid system to reduce consumption at off-peak hours and a system connected to a bunch of batteries (off-grid) to reduce consumption at peak times. Although the hybrid system is economically viable as it has a financial return of fewer than 7 years and profitability of approximately 600% in 25 years, it is financially inferior to the purely on-grid system, in which it has a financial return of fewer than 6 years and profitability of approximately 700 % in 25 years.

Keywords: Photovoltaic Energy; Hybrid Systems; Economic viability.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos, são sistemas capazes de transformar a energia proveniente da luz do sol em energia elétrica. Eles podem ser divididos nas seguintes categorias (PROVENSI, 2018):

Sistemas *On-Grid*: São os sistemas conectados à rede elétrica da concessionária, que é externa e não controlada pelo sistema fotovoltaico,

geralmente podem ser operadas a todo tempo com máxima injeção de potência, mas precisam seguir normas que determinam como deve ser a sua conexão.

Sistemas *Off-Grid*: São os sistemas que não são conectados à rede elétrica da concessionária. Para, neste caso, o excedente de energia é armazenado nas baterias.

Segundo XIAO (2017), o sistema *on-grid* pode ser implementado com um aparato de armazenamento de energia (baterias), como mostra a Figura 1. Este tipo de sistema é chamado de híbrido e será abordado como estudo de caso neste trabalho.

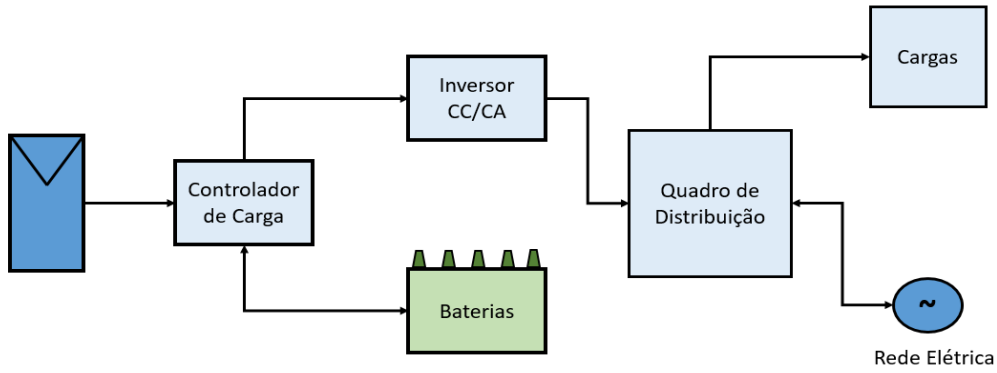


Figura 1 – Sistema Fotovoltaico Híbrido

Sistemas híbridos estão cada vez mais procurados em todo mundo, devido sua versatilidade, pois este é um sistema de geração solar conectado à rede elétrica, integrado com um sistema de armazenamento de energia (OCAENERGIA, 2021). Essa flexibilidade pode ser explorada, principalmente, por unidades consumidoras de média ou alta tensão (Grupo A) que têm a tarifação feita em cima de múltiplas variáveis. Uma dessas variáveis que impactam diretamente no valor da fatura de energia é o posto tarifário. Segundo

a ANEEL (2012), os postos tarifários para unidades consumidoras do Grupo A sãos divididos em:

1. Posto tarifário ponta: Período de 3 horas consecutivas, considerando a curva de carga do sistema elétrico da concessionária e aprovado em toda sua área de concessão, com exceção aos sábados, domingos e a feriados determinados pela resolução normativa 479 de 2012 da ANEEL (ANEEL, 2012).

2. Posto tarifário fora de ponta: período definido como sendo o restante das horas diárias, complementares às definidas nos postos de ponta. As altas tarifas aplicadas no horário de ponta, entre alguns outros fatores, motivam as grandes unidades consumidoras de energia a adotar alternativas para o fornecimento de energia visando a redução de custos (LAMAS, 2010).

O posto tarifário de ponta é aproximadamente 4 vezes mais caro que o de fora de ponta. Em consequência disso, para um sistema *on-grid* suprir a energia no horário mais caro, é necessário que ele gere 4 vezes mais energia, pois o sistema gera energia no horário fora de ponta (LAMAS, 2010), utilizando a energia de baterias para suprir o consumo no horário de ponta. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é realizar estudo de viabilidade econômica para a implementação de sistema híbrido fotovoltaico para uma unidade consumidora do Grupo A.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para atingir o objetivo deste trabalho, analisou-se o custo de dois sistemas fotovoltaicos com dois casos. No primeiro cenário foi utilizado um sistema *on-grid* e no segundo foi instalado um sistema híbrido, composto por sistema *off-grid* em conjunto com outro sistema *on-grid*. O custo do sistema é baseado no dimensionamento do sistema fotovoltaico com o objetivo de abater o máximo possível da demanda de energia da unidade consumidora. A partir do custo inicial e da economia mensal dos sistemas, elaborou-se o *payback* dos sistemas dentro de um período de 25 anos. Para fins de comparação, todos os sistemas foram pesquisados com a potência nominal imediatamente superior ao valor da potência de demanda da unidade consumidora e foram considerados

as mesmas porcentagens de atingimento, pois o excedente gerado e créditos podem ser considerados irrelevantes em relação ao total da economia proporcionadas pelo sistema. Além disso, foram pesquisados no mesmo website a partir da mesma distribuidora de produtos fotovoltaicos (ALDO, 2022) e no mesmo dia, retirando variáveis que possam influenciar no valor das aquisições. Outras considerações feitas foram: os mesmos transformadores foram selecionados para ambos os casos e o sistema off-grid teria a capacidade de utilizar a bateria no horário programado de ponta enquanto apenas os carregam durante o dia, possibilidade de programação que não é encontrada em todos os tipos de inversor. Custos de Inter travamento ou de temporização entre os sistemas no caso do sistema híbrido utilizando-se de contatores também foram desconsiderados. Por fim, para o sistema híbrido foi considerado o custo de trocas de baterias durante os 25 anos.

2.1 Dimensionamento Gerador Fotovoltaico

O primeiro passo é dimensionar a potência do kit-gerador fotovoltaico (P_s), que segundo Provensi (2018) é feito através da Equação 1:

$$P_s = \frac{E_{méd.cons} - E_{min}}{30 * HSP * \mathcal{R}} \quad (1)$$

Onde $E_{méd.cons}$ é a energia média consumida pela residência (kWh/mês); E_{min} a energia mínima (kWh/mês) que será cobrada a fatura, o qual será discutida no final desta seção; HSP são as horas de sol pico e equivalem a quantidade de horas que os módulos serão expostos a uma irradiação equivalente a 1000 kWh/m² por dia, a constante 30 é para correção de unidades. P_s é a potência do sistema em kW e $\mathcal{R}$ é o rendimento energético máximo do sistema, sendo tal rendimento geralmente é considerado de 80% para sistemas de micro geração distribuída, caso os módulos estejam todos expostos para o norte. Já os 20% restantes são ocasionados pelas perdas de eficiência normais, devido às perdas

internas no inversor, perdas devido ao efeito joule no cabeamento e inclinação diferente ao do ângulo da latitude (PROVENSI, 2018).

O dimensionamento dos dois sistemas baseia-se na Equação 1. A demanda total considerada para este sistema pode ser estimada pela Equação 2 (para o sistema puramente *on-grid)*, e pela Equação 3 (para o sistema híbrido):

$$\boldsymbol{P_{ON-GRID} = P_{ponta\ ajustada} + P_{fora\ de\ ponta}} \quad \textbf{(2)}$$

$$\boldsymbol{P_{HÍBRIDO} = P_{ponta} + P_{fora\ de\ ponta}} \quad \textbf{(3)}$$

Sendo, $P_{ON-GRID}$ a potência do sistema puramente *on-grid;* $P_{HÍBRIDO}$ a potência do sistema híbrido; P_{ponta} a potência do sistema para abater o consumo no horário de ponta para o sistema híbrido e descrito pela Equação 4; $P_{foradeponta}$ a potência do sistema para abater o consumo no horário fora de ponta e descrito pela Equação 5; $P_{pontaajustado}$ a potência do sistema para abater o consumo no horário fora de ponta para sistema *on-grid* devido à diferença de tarifas e, descrito pela Equação 6.

$$\boldsymbol{P_{ponta} = \frac{E_{médPONTA}}{30 * HSP * \mathcal{R}}} \quad \textbf{(4)}$$

$$\boldsymbol{P_{foradeponta} = \frac{E_{médFORADEPONTA}}{30 * HSP * \mathcal{R}}} \quad \textbf{(5)}$$

$$\boldsymbol{P_{pontaajustada} = \frac{T_{ponta}}{Tforadeponta} * P_{ponta}} \quad \textbf{(6)}$$

Sendo, T_{ponta} a tarifa no horário de ponta; $T_{foraponta}$ a tarifa no horário fora de ponta. As equações 4, 5 e 6 originam-se da Equação 1, considerando $E_{min} = 0$, devido à característica da modalidade tarifária convencional binômia das unidades consumidoras do grupo A, do qual a tarifa de consumo de energia pode ser abatida de forma completa, restando a tarifa sobre a demanda contratada. Outro conceito utilizado foi a da porcentagem de atendimento, que representa a porcentagem de economia que a implementação do sistema geraria em relação ao que seria consumido anteriormente.

2.2 Fluxo de Caixa

A etapa final do estudo consiste na elaboração de estudo de viabilidade econômico-financeira para cada caso, onde foi calculada a porcentagem de atendimento do sistema, retorno financeiro mensal e um fluxo de caixa. O Fluxo de caixa tem como principais variáveis: a energia consumida média anual, a perda de eficiência dos módulos, a tarifa do quilowatt (kW), a inflação energética, a porcentagem de economia e o valor do sistema. Essa etapa foi feita com auxílio do software Excel. A primeira coluna é referente à energia anual gerada e, como o sistema foi projetado para abater todo consumo da unidade consumidora, o primeiro dado consiste na média de energia consumida por ano.

De acordo com os fabricantes dos módulos (ALDO, 2022) os módulos têm uma perda máxima de 0,6% ao ano durante 25 anos. A segunda coluna é referente à tarifa do kWh, a qual é obtida na conta de luz, e segundo (PLATÃO, 2022), a cada ano que se passa a tarifa energética tem um aumento de 6,5%. A terceira coluna significa o lucro anual, sendo calculada pela multiplicação da primeira com a segunda coluna com a porcentagem de atendimento da unidade consumidora. Por fim, é feito uma somatória dos lucros anuais e das despesas iniciais, a fim de se verificar em que ano acontece o retorno financeiro, além do lucro líquido em 25 anos.

Dessa forma, a metodologia empregada atesta qual dos casos é mais viável economicamente, promovendo o caráter prático e de alta aplicabilidade no mercado de geração de energia solar industrial, amparando-se em métodos utilizados no mercado financeiro e em técnicas de análise de investimento.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 1 apresenta *a conta de energia de uma Unidade Consumidora (UC) do Grupo A.* Está UC apresenta um alto fator de potência, e por este motivo, a parcela referente à energia excedente reativa é um valor baixo (em média R$50,00). A tarifa da iluminação pública do local é de R$ 73,63.

Tabela 1 - Exemplo de uma conta de energia de uma unidade do grupo A

Tipo de Conexão e Demanda Contratada	Mês	Consumo no Horário Fora de Ponta (F.P)	Consumo no Horário de Ponta (P) [kWh/mês]
Trifásico - Industrial **Demanda = 50kW**	Janeiro	11374	848
	Fevereiro	8137	387
	Março	7612	383
	Abril	8776	480
Valor da Tarifa do kWh (F.P) = R$ 0,55	Maio	6394	407
	Junho	5126	349
	Julho	4775	293
Valor da Tarifa do kWh (P) = R$ 2,15	Agosto	4460	301
	Setembro	5858	378
	Outubro	8426	398
Valor da Tarifa da Demanda = 26,30	Novembro	7937	479
	Dezembro	9412	644

Fonte: Copel Adaptado

Como discutido, na seção 2, uma unidade consumidora do grupo A, apresenta diferentes valores de tarifas para o horário de ponta e fora de ponta. Para o gerador fotovoltaico suprir o consumo total no horário de ponta, ele deve gerar 3,91 vezes mais energia. Assim, o consumo mensal médio do horário fora de ponta é 7357 kWh/mês. Já o consumo mensal médio do horário de ponta é 446 kWh/mês. Para este último consumo, houve a necessidade de se realizar um ajuste, multiplicando-se por 3,91 (de acordo com a Equação 6). Desta forma, é obtido o consumo ajustado médio do horário de ponta 1742 kWh/mês.

A tarifa mínima desta UC, é a somatória dos valores da demanda contratada multiplicada por sua tarifa, com a tarifa da iluminação pública. A Unidade Consumidora está localizada em Umuarama e, lançando-se mão do site

do CRESESB (2022), obtêm-se a irradiação de 5,11 kWh/m² dia, ou seja, um HSP equivalente a *5,11 h/dia*, para o local em que o sistema deve ser instalado. As perdas discutidas na seção 2 são consideradas normais e para sistemas de geração fotovoltaica distribuída totalizam 20%. Para essa unidade consumidora os módulos serão expostos para o Norte, ou seja, não terá perdas devido à exposição. Deste modo, $\mathcal{R} = 100\% - 20\% - 0\% = 0{,}8$.

3.1 Sistema ON-GRID

De acordo com a Tabela 1 e a Equação 2 a potência do sistema gerador necessária para suprir todo consumo da Unidade Consumidora é:

$$P_s = \frac{9099}{30 * 5{,}11 * 0{,}8} = 74{,}20\ kWp.$$

O sistema imediatamente superior à potência calculada é o kit gerador de fotovoltaico de 75,2kWp (ALDO, 2022). O sistema é composto por 160 módulos de 470W e um inversor de 60 kWp. O valor para o consumidor final, considerando o preço do gerador, projeto, instalação e homologação é de R$ 303.710,80. Para o fluxo de caixa é necessário o cálculo da porcentagem de atendimento, descritos na seção de Materiais e métodos. Em média, esta unidade consumidora gastava R$ 6443,12 (média de consumo ajustado total da tarifa do kWh no horário de fora de ponta) por mês antes de instalar o sistema fotovoltaico, após a instalação do sistema a previsão é pagar a fatura mínima que neste caso é R$ 1701,63, já contados com a parcela da demanda, a iluminação pública, a energia reativa e os impostos. Portanto, a porcentagem de atendimento é de 74%. O fluxo de caixa desse caso, pode ser observado na Figura 2.

Fluxo de Caixa				
Média Geração(Anual) kWh	Valor do kWh (Anual)	Economia Anual	Estudo de Caixa	Ano
			-R$ 303.710,80	0
109.188,91	R$ 0,550	R$44.439,89	-R$ 259.270,91	1
108.533,78	R$ 0,586	R$47.044,51	-R$ 212.226,41	2
107.882,57	R$ 0,624	R$49.801,79	-R$ 162.424,62	3
107.235,28	R$ 0,664	R$52.720,67	-R$ 109.703,95	4
106.591,87	R$ 0,708	R$55.810,63	-R$ 53.893,32	5
105.952,32	R$ 0,754	R$59.081,69	R$ 5.188,37	6
105.316,60	R$ 0,803	R$62.544,47	R$ 67.732,83	7
104.684,70	R$ 0,855	R$66.210,20	R$ 133.943,03	8
104.056,59	R$ 0,910	R$70.090,78	R$ 204.033,81	9
103.432,25	R$ 0,969	R$74.198,80	R$ 278.232,61	10
102.811,66	R$ 1,032	R$78.547,59	R$ 356.780,20	11
102.194,79	R$ 1,100	R$83.151,26	R$ 439.931,46	12
101.581,62	R$ 1,171	R$88.024,76	R$ 527.956,22	13
100.972,13	R$ 1,247	R$93.183,89	R$ 621.140,11	14
100.366,30	R$ 1,328	R$98.645,40	R$ 719.785,51	15
99.764,10	R$ 1,415	R$104.427,00	R$ 824.212,51	16
99.165,52	R$ 1,506	R$110.547,47	R$ 934.759,98	17
98.570,52	R$ 1,604	R$117.026,66	R$ 1.051.786,64	18
97.979,10	R$ 1,709	R$123.885,59	R$ 1.175.672,24	19
97.391,23	R$ 1,820	R$131.146,53	R$ 1.306.818,76	20
96.806,88	R$ 1,938	R$138.833,02	R$ 1.445.651,79	21
96.226,04	R$ 2,064	R$146.970,03	R$ 1.592.621,81	22
95.648,68	R$ 2,198	R$155.583,94	R$ 1.748.205,75	23
95.074,79	R$ 2,341	R$164.702,72	R$ 1.912.908,47	24
94.504,34	R$ 2,493	R$174.355,94	R$ 2.087.264,41	25
	Total	R$ 2.390.975,21		

Figura 2 – Fluxo de caixa para o sistema puramente *on-grid*

3.2 Sistema Híbrido

De acordo com a Tabela 1 e as Equações 4 e 5, a potência do sistema gerador híbrido será dividido em dois sistemas:

$$P_{PONTA} = \frac{7375}{30 * 5{,}11 * 0{,}8} = 60{,}13\ kWp.$$

$$P_{FORADEPONTA} = \frac{446}{30 * 5{,}11 * 0{,}8} = 3{,}64\ kWp.$$

O sistema imediatamente superior à potência calculada é o kit gerador de fotovoltaico de 60,72 kWp (ALDO, 2022). O sistema é composto por 132 módulos de 470W e um inversor de 50 kWp. Além disso, O sistema off-grid com estrutura metálica e bateria imediatamente mais barato e superior à potência calculada encontrada no mesmo distribuidor é composto de três kits geradores de fotovoltaico com um total de 5,4 kWp. Neste caso, a opção foi utilizar um sistema

off grid composto por 3 inversores monofásicos 220V para cada fase, sendo cada kit, idêntico um ao outro, com um inversor de 3kVA e 4 módulos de 450 Wp. O valor para o consumidor final do sistema híbrido, considerando o preço do gerador, projeto, instalação e homologação é de R$ 327.331,20. A economia e a porcentagem de atendimento são as mesmas apresentadas para o sistema puramente on-grid. Também foi considerada a troca do banco de 4 baterias de 12V (adquirida para o sistema a cada 5 anos) e também uma inflação de 4% ao ano (com seu valor atual sendo de R$ 2099,00, para cada bateria) totalizando R$ 8396,00, como pode ser observado na Figura 3.

Fluxo de Caixa

Média Geração(Anual) kWh	Valor do kWh (Anual)	Economia Anual	Estudo de Caixa	Ano
			-R$ 327.331,20	0
109.188,91	R$ 0,550	R$44.439,89	-R$ 282.891,31	1
108.533,78	R$ 0,586	R$47.044,51	-R$ 235.846,81	2
107.882,57	R$ 0,624	R$49.801,79	-R$ 186.045,02	3
107.235,28	R$ 0,664	R$52.720,67	-R$ 133.324,35	4
106.591,87	R$ 0,708	R$55.810,63	-R$ 87.728,74	5
105.952,32	R$ 0,754	R$59.081,69	-R$ 28.647,05	6
105.316,60	R$ 0,803	R$62.544,47	R$ 33.897,42	7
104.684,70	R$ 0,855	R$66.210,20	R$ 100.107,61	8
104.056,59	R$ 0,910	R$70.090,78	R$ 170.198,39	9
103.432,25	R$ 0,969	R$74.198,80	R$ 231.969,06	10
102.811,66	R$ 1,032	R$78.547,59	R$ 310.516,65	11
102.194,79	R$ 1,100	R$83.151,26	R$ 393.667,91	12
101.581,62	R$ 1,171	R$88.024,76	R$ 481.692,67	13
100.972,13	R$ 1,247	R$93.183,89	R$ 574.876,56	14
100.366,30	R$ 1,328	R$98.645,40	R$ 658.401,24	15
99.764,10	R$ 1,415	R$104.427,00	R$ 762.828,24	16
99.165,52	R$ 1,506	R$110.547,47	R$ 873.375,71	17
98.570,52	R$ 1,604	R$117.026,66	R$ 990.402,37	18
97.979,10	R$ 1,709	R$123.885,59	R$ 1.114.287,96	19
97.391,23	R$ 1,820	R$131.146,53	R$ 1.227.037,82	20
96.806,88	R$ 1,938	R$138.833,02	R$ 1.365.870,84	21
96.226,04	R$ 2,064	R$146.970,03	R$ 1.512.840,87	22
95.648,68	R$ 2,198	R$155.583,94	R$ 1.668.424,81	23
95.074,79	R$ 2,341	R$164.702,72	R$ 1.833.127,53	24
94.504,34	R$ 2,493	R$174.355,94	R$ 1.985.961,97	25
	Total	**R$ 2.390.975,21**		

Figura 3 – Fluxo de caixa para o sistema híbrido

Apesar do sistema fotovoltaico híbrido ser de potência menor, ou seja, necessitar de menos módulos, ele ainda é mais caro que o sistema puramente *on-grid*. Isso ocorre devido aos altos custos das baterias, além da necessidade

de troca das baterias a cada 5 anos. Dessa forma, apesar dos dois sistemas serem viáveis, o sistema puramente on-grid é economicamente superior, pois traz um retorno financeiro em menos de 6 anos e lucro aproximado de 700%, face ao sistema híbrido, que para ser viável economicamente, traria um retorno financeiro em menos de 7 e lucro aproximado de 600%.

4. CONCLUSÕES

A conclusão do estudo de caso sobre a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico híbrido constituído de inversores *off-grid* e *on-grid* para unidades consumidoras do grupo A é de que, apesar do sistema híbrido ser viável economicamente pois traz retorno financeiro em menos de 7 anos e lucro aproximado de 600% é inferior financeiramente ao sistema puramente *on-grid*, que apresentou retorno financeiro em menos de 6 anos e lucro aproximado de 700%.

Além do fato econômico, o sistema híbrido apresenta menos praticidade, pois, é necessário a troca de baterias em intervalos pequenos de tempo (5 anos). Um outro grande problema para sistemas híbridos é que para indústrias que apresentam cargas com potências elevadas, diferentemente do estudo de caso deste trabalho, é que as baterias podem não suprir a demanda no momento de partida dos motores dessas cargas pesadas, ocasionando um mau funcionamento no sistema.

Porém, podemos observar como vantagem que o sistema híbrido apresentou uma diminuição de potência instalada de geração de módulos fotovoltaicos e, por consequência, uma menor quantidade de módulos fotovoltaicos em relação ao sistema puramente *on-grid* dimensionado para a mesma demanda da instalação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALDO. Site Oficial da Aldo Componentes. Disponível em: https://www.aldo.com.br/. Acesso em: 16 de abril de 2022.

ANEEL. Resoluções Normativas, 17 de abril de 2012. 2012. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 07 de dezembro de 2021.

CRESESB. Centro de Referência para as Energias, 2022. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&. Acesso em: 13 de Abril de 2022.

LAMAS, Eliane Schwartz. Metodologia para avaliação de alternativas de fornecimento de energia elétrica para consumidores do grupo A. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

OCAENERGIA. “Sistema Fotovoltaico Híbrido: Entenda o Que é! Disponível em: https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entendao-que-e/. Acesso em: 07 de dezembro de 2021.

PLATÃO. Website da Platão Energia. Disponível em: https://www.plataoenergia.com.br/. Acesso em: 16 de dezembro de 2022.

PROVENSI, L. Lima; BESSA, P. H. Basso; SILVA, M. Roberto. Apostila de Projetos de Sistemas de Microgeração Fotovoltaica. Nome do site, ano. Disponível em: https://drive.google.com/open?id=1wpl0dVpTao88VuwEj88MGim-oPssSqDe. Acesso em: 29 de novembro de 2021.

XIAO, Weidong. Photovoltaic power system: modeling, design, and control. Primeira Edição. John Wiley & Sons Ltd, 2017.

ESTUDO DE CASO DA APLICAÇÃO DE AÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO NO PRÉDIO SEDE DO MINISTÉRIO PÚBLICO DO PIAUÍ

Carlos Eduardo de Jesus Borges da Silva[1]; Fábio Rocha Barbosa[1];
Maria Vitória Damasceno Torres[1]; Carol Chaves Mesquita e Ferreira[2];
Ianna Batista de Oliveira Nogueira Freitas[1]; Laiany Teixeira Costa[2]

[1]Universidade Federal do Piauí; [2]Ministério Público do Estado do Piauí

RESUMO

No presente trabalho, foi realizado um estudo de caso no prédio sede do Ministério Público do Piauí para que fosse analisado a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 48,15 kWp aliado a ações de eficiência energética. Portanto, foram mapeados pontos de possíveis aplicações de ações de eficiência com os objetivos de conquistar uma Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) emitida pelo Laboratório de Inspeção de Eficiência Energética em Edificações da Universidade Federal de Pelotas e também complementar a economia mensal na fatura de energia. Os sistemas analisados foram o de iluminação, condicionamento ambiental e as características arquitetônicas e construtivas do prédio, ou seja, a envoltória. Com os dados coletados foi feita uma simulação da etiqueta que seria conquistada pelos sistemas propostos com base no Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas regulamento Técnico de qualidade (RTQ-C). Os resultados obtidos a partir do estudo realizado se mostram promissores para uma futura aplicação em campo.

Palavras-chave: Eficiência; Energia; Geração distribuída; Economia, Tarifa de energia.

ABSTRACT

In the present work, a case study was carried out at the headquarters of the Public Ministry of Piauí to analyze the installation of a photovoltaic on grid system of 48.15 kWp combined with energy efficiency actions. Therefore, points of possible applications of efficiency actions were mapped in order to obtain a National Energy Conservation Label (ENCE) issued by the Laboratory of Energy Efficiency Inspection in Buildings of the Federal University of Pelotas and also to complement the monthly savings on the bill. power. The analyzed systems were the lighting, environmental conditioning and the architectural and constructive characteristics of the building, that is, the envelope. With the collected data, a simulation of the label that would be achieved by the proposed systems was performed based on the Technical Quality Regulation for the Energy Efficiency Level of Commercial, Service and Public Buildings Technical Quality Regulation (RTQ-C). The results obtained from the study are promising for a future application in the field.

Keywords: Efficiency; Energy; Distributed generation; Economy, Energy tariff.

1. INTRODUÇÃO

A sociedade necessita da energia elétrica para as mais diversas funções. É fundamental garantir a disponibilidade e a modicidade tarifária deste recurso. Porém, tanto a disponibilidade quanto a acessibilidade financeira foram pontos bastante delicados no setor elétrico nos últimos anos. Ao passar por uma das mais intensas crises hídricas de sua história recente, o Brasil passou por um cenário de reservatórios em níveis perigosamente baixos, o que colocou em risco um setor fortemente dependente de fontes hídricas.

A pior crise hídrica dos últimos 91 anos acelerou a redução do nível dos reservatórios e pôs em risco a geração de energia e até mesmo o abastecimento de água de algumas cidades. Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mais de 65% da matriz elétrica brasileira é proveniente de fontes hidráulicas. Portanto, o cenário de crise hídrica teve grande impacto no setor elétrico, obrigando a uma maior utilização de fontes térmicas a base de

combustíveis fósseis, que além de mais poluidoras são também mais caras e contribuíram para a elevação das tarifas.

No setor elétrico, são necessárias medidas que promovam maior investimento a fontes de energia renováveis, especialmente solar e eólica a fim de reduzir a dependência da matriz elétrica das fontes hídricas e, consequentemente, reduzir a necessidade do acionamento de fontes térmicas movidas a combustíveis fósseis em situações extremas como em períodos de maior seca.

É de amplo conhecimento no setor elétrico que uma das formas de o consumidor sofrer menos com a flutuação dos valores na tarifa de energia, pode-se adotar atualmente a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) com a modalidade de geração distribuída que, até 2023, garante ao consumidor que se enquadra como gerador que este pague apenas a tarifa mínima; que depende apenas se o cliente é atendido em rede monofásica, bifásica ou trifásica; e também a COSIP.

Contudo, pelo contexto mundial atual que está a superar uma pandemia e também por outras questões geopolíticas, o mercado de insumos e equipamentos de energia solar fotovoltaica sofre com muita volatilidade em disponibilidade e também de preços. O que consequentemente termina a onerar um pouco mais a aquisição e instalação do sistema.

2. METODOLOGIA

Em análise dos fatos acima destacados, o presente trabalho trouxe para estudo a viabilidade técnica e financeira da instalação de SFCR juntamente com a aplicação de ações de eficiência energética (AEEs) no prédio sede do Ministério Público do Piauí, em Teresina. Para isso serão destacados dois cenários, sendo o primeiro somente a instalação do SFCR e o segundo, a instalação do SFCR aliado às AEEs com foco em qual impacto a segunda ação tem sobre a primeira e analisados os benefícios encontrados e o investimento financeiro a ser empregado.

2.1 Aplicação de sistema fotovoltaico conectado à rede

No caso abordado, como forma de obter menor custo com energia elétrica, foi adotado a implantação de um SFCR no prédio sede do Ministério Público do Piauí. O sistema foi dimensionado e projetado para ter sua instalação no telhado do próprio prédio, consequentemente, tendo limitação de geração mensal, devido à área útil do local de instalação.

Dessa forma, foi possível alocar, sem prejuízos com sombreamento, um total de 90 módulos fotovoltaicos, do modelo CS6W-535, com a adoção de 23 micro inversores, dos modelos QS1A, para a mudança de corrente alternada para corrente contínua, com potência total de 48,15 kWp. Através do Centro de Referências para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), foi possível obter a irradiação solar sobre o local de instalação do SFCR e assim estimar a geração mensal e anual proporcionada pelo sistema.

2.1.1 – Dimensionamento e potencial de geração

Uma vez selecionados os módulos a serem utilizados a irradiação solar no local, e geração diária de um único módulo fotovoltaico é dada pela equação 1 abaixo:

$$E_{PD} = I_D \times A_{PAINEL} \times E_{FP}$$

Sendo:

- E_{PD}, a energia Produzida pelo painel diariamente (kWh/dia)
- I_D, a irradiação diária (kWh/m²*dia): 5,54;
- A_{PAINEL}, a área do módulo (m²): 2,254 m²;
- E_{FP}, a eficiência do módulo (%): 20,1%.

Assim a geração diária de um módulo é 2,509 kWh, e a geração mensal total do sistema é de 6776,78 kWh, obtida através da equação 2.

$$G_m = N \times G \times 30$$

Sendo:

- G_m, a geração mensal;
- N, o número total de módulos.

A produção anual de energia é a produção média anual multiplicado pela quantidade de meses, que resulta em 81,321 MWh/ano, com o reajuste de perdas de 10%, a energia gerada por ano fica em 77,26 MWh/ano.

A tabela 1 traz resumidamente os dados de geração de energia proporcionados pela instalação do sistema.

Tabela 1 – Dados do sistema de geração

Demanda Máxima Gerada	kWp	48,15
Produção média mensal de energia	MWh/mês	6,78
Produção anual de energia (inicial)	MWh/ano	31,32
Vida Útil	anos	30,00
Eficiência energética mínima - período de vida útil	%	90,00
Produção média anual de energia ajustada	MWh/ano	77,26

2.1.2 – Economia em reais

Além da geração estimada do sistema, para um estudo aprofundado é necessário saber o impacto financeiro causado pela instalação do sistema, incluindo o estudo do seu custo benefício e o tempo de retorno do investimento a ser realizado. Para isso, se fez necessário fazer a análise tarifária do órgão público em questão. E todos os dados foram registrados na tabela abaixo.

Tabela 2 – Dados do projeto

Demanda máxima utilizada - Ponta	kW	47,00
Demanda máxima utilizada - Fora Ponta	kW	103,00
Energia utilizada na Ponta - Média Mensal	MWH/mês	0,96
Energia utilizada Fora Ponta - Média Mensal	MWH/mês	19,42

Foi registrado também a tarifa aplicada sobre a unidade consumidora, bem como sua modalidade tarifária e a demanda contratada, por se tratar de um cliente que se enquadra na Tarifa Verde e grupo tarifário A4 - De 2,3 kV a 25 kV.

Tabela 3 – Tarifa do consumidor com imposto

Grandeza	Valor
Modalidade de Tarifa	Tarifa verde
Grupo Tarifário	A4 - De 2,3 kV a 25 kV
Demanda Ponta (R$/kW)	16,01
Demanda Fora Ponta (R$/kW)	16,01
Energia Ponta (R$/kWh)	2,11987
Energia Fora Ponta (R$/kWh)	0,45412

Dessa forma, por se tratar de uma geração de energia vinda através do sol, fica evidente que os custos evitados com energia elétrica serão apenas no horário fora ponta. A metodologia de cálculo consiste em apenas tirar a diferença entre a energia consumida no horário fora ponta e a energia gerada pelo sistema no mesmo horário. Além disso, a demanda pode contratada para o horário fora ponta pode ser reduzido fazendo a subtração entre a demanda máxima medida e a demanda máxima gerada, apresentadas nas tabelas 2 e 1, respectivamente. Assim foi contabilizado a energia gasta no horário fora ponta bem como também a demanda que será medida para o mesmo horário, com a implantação do sistema.

Por se tratar de um investimento a longo prazo, se faz necessária uma análise dos benefícios anuais proporcionados pelo sistema, que estão apresentados na tabela 4, representando uma redução em torno de 22,09% no custo anual com energia elétrica.

Tabela 4 – Custos evitados anualmente com SFCR

Demanda na ponta	R$	0,00
Demanda fora ponta	R$	13.163,51
Energia ponta	R$	0,00
Energia fora ponta	R$	35.083,26
TOTAL	R$	**48.246,77**

2.1.3 – Custos de implantação

Os custos de implantação do SFCR vão desde a concepção do projeto, até a própria execução da obra. Dessa forma, foi orçado com base na tabela SINAPI e pesquisa de mercado o custo de implantação do sistema. Assim, foi possível obter um valor médio de R$ 236.701,01. A Figura 1, apresenta um payback estimado, considerando um aumento anual de 8% na tarifa de energia. Logo é possível notar que em cinco anos os créditos em energia geradas darão o retorno no investimento aplicado.

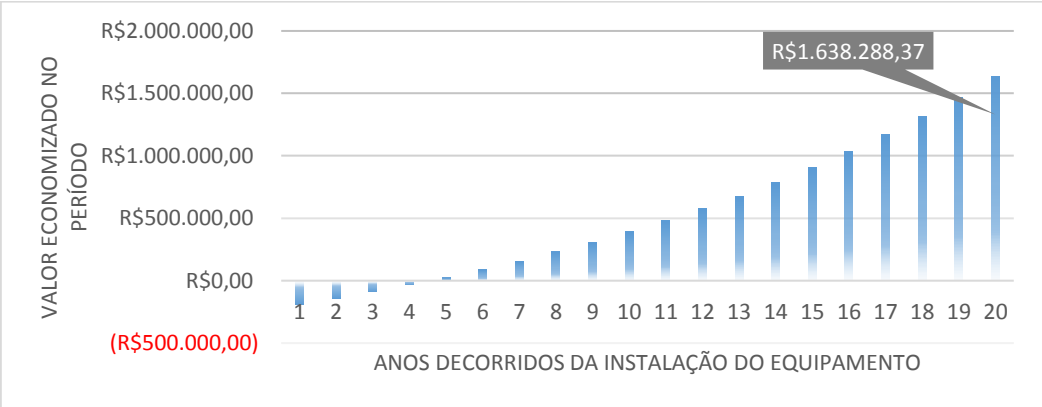


Figura 1 – Payback estimado do SFCR

2.2. Aplicação de ações de eficiência energética aliado ao SFCR

Devido às dificuldades já mencionadas em relação à limitação de área para instalação do SFCR e a volatilidades nos preços, foi tomado também como solução a aplicação de AEEs. Estas consistem no retrofit dos sistemas de condicionamento ambiental e iluminação, por se tratar da maior parte da carga instalada do prédio.

Os dados foram coletados em grande parte dos ambientes, sendo escritórios, salas de reunião e auditório, por exemplo, e uma série de características são observadas, como área, volume, iluminância, área de portas e janelas, quantidade de luminárias e lâmpadas, potência de lâmpadas, condicionadores de ar e reatores, etc.

2.2.1 – Sistemas de iluminação

Após a coleta de dados, os ambientes foram classificados em mais eficientes e menos eficientes e receberam uma etiqueta de nível A até E. Sendo “A” mais eficiente e “E” menos eficiente. A etiqueta estimada foi obtida por meio do manual do Regulamento Técnico da Qualidade para o Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos (RTQ-C). O regulamento apresenta procedimentos para alcançar níveis mais elevados de eficiência energética nas edificações.

Foi aplicado o método das atividades do edifício, no qual a iluminação de cada ambiente deve satisfazer uma condição de potência máxima instalada a depender da atividade desempenhada. O nível de iluminância também foi analisado, pelo método do ponto a ponto, e os valores encontrados que não atendiam a norma ABNT NBR/ISO 8995 já descartam a necessidade de classificação do ambiente, pois os mesmos devem sofrer modificações. Como mostrado na Tabela 5.

Dessa forma, foi projetado um novo sistema de iluminação e o mesmo foi dimensionado de acordo com o método dos lúmens, com o objetivo de satisfazer a ABNT NBR/ISSO 8995 e atingir a etiqueta A de acordo como manual RTQ-C

Tabela 5 – Etiquetagem dos ambientes a partir do método das atividades do edifício

Potência Limite A	Potência Limite B	Potência Limite C	Potência Limite D	P. Instalada	Iluminância Média (lux)	Área (m2)	ENCE	Iluminância Norma
5,40	6,48	7,56	8,64	18	146,00	1,08	NC	200
27,76	33,31	38,86	44,41	432	431,00	3,91	E	100
491,12	589,35	687,57	785,80	70	584,00	81,85	A	300

2.2.2 – Sistemas de condicionamento ambiental

Para os sistemas de condicionamento de ar, a etiquetagem adotada foi a etiqueta nacional de eficiência energética de cada equipamento. No caso de ambientes com mais de um aparelho instalado, o coeficiente de eficiência energética foi encontrado como mostrado em (5). O valor encontrado é comparado aos níveis fornecidos pelo INMETRO, e assim se obtém a etiqueta do sistema.

$$CEE = \frac{P_n \times Q \times 0{,}293}{P_t} \quad (5)$$

Sendo:

- CEE, o coeficiente de eficiência energética;
- P_n, a potência nominal total em kBTU;
- Q, a quantidade de aparelhos;
- P_t, a potência total instalada em kW.

Tal qual o sistema de iluminação, uma vez classificado cada ambiente, foram propostos novos sistemas de condicionamento de ar. Este foi dimensionado pelo método das séries temporais radiantes e a norma NBR 16401, que oferece os critérios a serem seguidos nesse método.

2.2.3 – Redução de consumo

Para análise desse indicador, é importante destacar que a diminuição da carga de iluminação e ar condicionado tem efeitos não somente sobre o

consumo de energia elétrica, mas também na demanda contratada. Desse modo, foi contabilizado a nova demanda total da instalação elétrica e o percentual diminuído foi aplicado sobre as demandas contratadas já existentes para o horário ponta e fora ponta.

As tabelas 6 e 7 apresentam a redução anual no consumo de energia elétrica e diminuição da demanda total da instalação elétrica do edifício.

Tabela 6 – Redução de consumo estimado através das AEEs

Uso Final	Sistema existente	Sistema proposto
	Consumo anual (MWh/ano)	Consumo anual (MWh/ano)
Iluminação	42,06	19
Ar condicionado	280,95	204,88
Total	323,01	223,88

Tabela 7 – Redução da demanda estimada através das AEEs

Sistema existente	91,94
Sistema proposto	62,43
Redução (%)	32,10%

Com esses dados, as economias esperadas em consequência da aplicação das AEEs foram somadas às economias já proporcionadas pelo SFCR e seu valor total pode ser visto na tabela 8.

Tabela 8 – Custos evitados anualmente com SFCR e AEEs

Demanda na ponta	R$	6.132,93
Demanda fora ponta	R$	19.793,3
Energia ponta	R$	7.518,05
Energia fora ponta	R$	67.568,09
TOTAL	R$	101.012,37

2.2.4 – Custos de implantação

Diferentemente do cálculo de custos do SFCR, a adotada para os sistemas de iluminação e ar condicionado foi a confecção de orçamento baseado na tabela SINAPI apenas. Assim, foi possível obter um valor médio de R$ 707.347,15 que contempla o retrofit de ar condicionados e lâmpadas e a instalação do SFCR. A Figura 2, apresenta um payback estimado, considerando um aumento anual de 8% na tarifa de energia. Logo é possível notar que em sete anos os créditos em energia geradas darão o retorno no investimento aplicado.

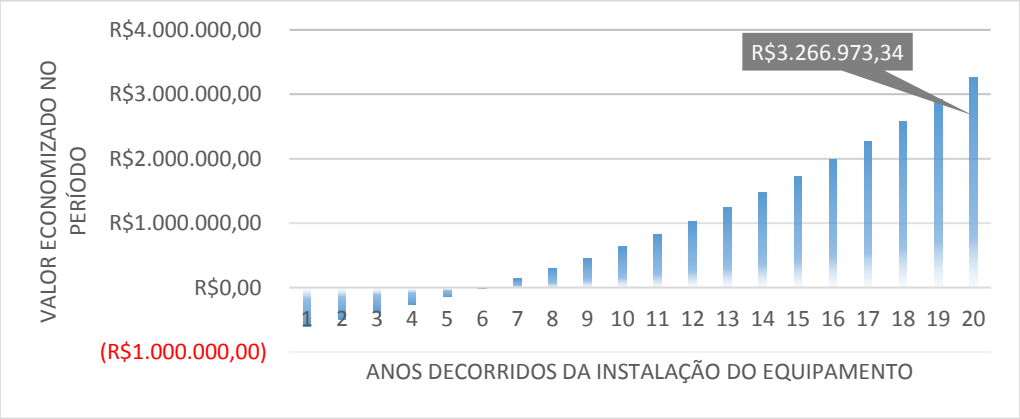


Figura 2 – Payback estimado do SFCR com AEEs

3. RESULTADOS E DICUSSÕES

Nas duas ações é possível perceber que todas elas trazem um certo benefício, seja o menor consumo de energia ou somente redução no valor da tarifa a ser paga. Dessa forma, é importante analisar todas essas ações em conjunto.

Para redução na tarifa de energia o SFCR se mostra bastante eficaz, porém, no estudo de caso em questão não foi possível reduzir o custo com tarifa de energia além de 22,09%, devido à limitação de telhado. No entanto, a aplicação de AEEs não reduz somente a tarifa de energia, mas também como o consumo em si trazendo benefícios além do SFCR e que o complementa atingindo uma economia anual em torno de 63,46%.

Acrescentado aos dados acima, percebe-se por meio das Figuras 1 e 2 que somente o SFCR traz um payback mais rápido, com um ano de diferença. Entretanto, a longo prazo, as duas medidas em conjunto trazem um retorno financeiro em quase o dobro de ser somente o SFCR.

4. CONCLUSÕES

É sabido que no contexto de outras possíveis crises no setor elétrico se faz necessário adotar um uso mais consciente de energia elétrica. Portanto, foram estudadas medidas de uso mais eficiente de energia elétrica e ações de geração própria de energia, sendo esperado grande economia nos dois cenários destacados.

Desse modo, a partir dos resultados obtidos é possível notar o grande potencial econômico proporcionado por essas ações em conjunto. É importante ressaltar que cada ação isolada, como visto também, proporciona alguma economia. Mas além disso, também pode-se concluir que uma ação complementa a outra. Então, o objetivo do estudo foi atingido.

Além disso, destaca-se que os valores mostrados acima são apenas estimativas que necessitam de aplicação prática para que seja possível validar os resultados obtidos. Ou seja, fazer a medição e verificação de um sistema pronto conforme dimensionado e projetado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, “ABNT NBR 16401-1: Instalação de ar-condicionado- Sistemas Centrais e Unitários Parte:1 Projeto das instalações”, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, “ABNT NBR ISO/CIE 8995- 1:2013: Iluminação de ambientes de trabalho Parte 1: Interior”, 2013.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”, 2014.

DW Brasil. "Crise hídrica no Brasil é crise mundial". Disponível em <https://www.dw.com/pt-br/a-crise-h%C3%ADdrica-no-brasil-%C3%A9-uma-crise-mundial-alertam-cientistas/a-60077325> Acessado em 24/04/2022.

PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM, "PORTARIA 372/3013: Manual para aplicação do RTQ-C", 2 ed, 2016.

ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE APRENDIZAGEM DE MÁQUINA EM DADOS COLETADOS DE COMUNIDADE RIBEIRINHA ATENDIDA PELO LUZ PARA TODOS NO BAIXO RIO NEGRO, AMAZONAS

Alessandro Trindade[1]; Lucas Figueiredo[2]; Geórgia Franco[2]; Marco Antonio Togniazzolo[3]

[1]Universidade Federal do Amazonas; [2]Fundação Amazônia Sustentável, [3]Unicoba

RESUMO

Em uma área com poucas rodovias, uma vasta e capilarizada bacia hidrográfica que privilegia o uso de barcos, a Amazônia sempre trouxe complicadores para a questão do acesso de comunidades remotas à energia elétrica. O programa 'Luz para Todos', criado em 2003, realizou mais de 560 mil projetos, mas a Amazônia Legal representou apenas 37% deste total de atendimentos. Em 2020 houve a criação de um programa específico para atacar as singularidades da região, o 'Mais Luz para a Amazônia'. Pesquisas de campo e coleta de dados de questionários aplicados em comunidades, sejam naquelas eletrificadas pelo 'Luz para Todos', quanto as que não possuem energia elétrica, são muito raros na região. E a aplicação de técnicas de ciência de dados e aprendizagem de máquina, visando auxiliar o planejamento energético, é praticamente nula também. O presente trabalho descreve o estudo de caso da aplicação de ciência de dados e aprendizagem de máquina nos dados coletados na comunidade Santa Helena do Inglês, município de Iranduba, no Estado do Amazonas. Os parâmetros da comunidade foram coletados em 2020, dentro do projeto 'Sempre Luz'. Buscamos mostrar que se pode determinar as variáveis pesquisadas que têm correlação e, nestes atributos, aplicar algoritmos de aprendizagem de máquina que possibilitem prever sobre informações de outras comunidades de característica similar sem que se aplique um novo questionário nestas outras comunidades ou apenas com informações parciais.

Palavras-chave: Aprendizagem de máquina; Planejamento Energético; Comunidades ribeirinhas eletrificadas; Ciência de dados.

ABSTRACT

In an area with few roads, a vast and capillarized watershed that favors the use of boats, the Amazon has always brought complications to the issue of access to electricity for remote communities. The 'Light for All' program, created in 2003, carried out more than 560 thousand projects, but the Legal Amazon represented only 37% of this total assistance. In 2020 there was the creation of a specific program to attack the singularities of the region, the 'Mais Luz para a Amazônia'. Field research and data collection from questionnaires applied in communities, whether those electrified by ‘Luz para Todos’, or those without electricity, are very rare in the region. And the application of data science and machine learning techniques, aiming to help energy planning, is also practically nil. The present work describes the case study of the application of data science and machine learning in the data collected in the Santa Helena do Inglês community, in Iranduba, in the State of Amazonas. The community parameters were collected in 2020, within the 'Sempre Luz' project. We seek to show that it is possible to determine the variables studied that have correlation and, in these attributes, apply machine learning algorithms that make it possible to predict information from other communities of similar characteristics without applying a new questionnaire to these other communities or only with partial information.

Keywords: Machine learning; Energetic planning; Electrified riverside communities; Dada science

1. INTRODUÇÃO

A falta de acesso à energia limpa e acessível é considerada uma dimensão central da pobreza (HUSSEIN; LEAL FILHO, 2012). Houve progresso, mas 10% da população mundial não tinha acesso à eletricidade em 2020 (IEA, 2020). Em relação ao Brasil, o país enfrenta escassez crônica de energia, especialmente em comunidades ribeirinhas remotas da região da bacia amazônica, onde questões logísticas, alta demanda por investimentos, baixa renda para os ribeirinhos e impacto ambiental são questões desafiadoras.

Além dos esforços para promover o acesso universal à eletrificação, a bacia amazônica brasileira ainda tem 82.000 famílias (350.000 pessoas) sem eletricidade, segundo o Governo Federal do Brasil (GOV, 2020). No entanto, algumas fontes (CUNHA et al., 2018) indicam que esse número pode chegar a 3,5% da população total do Brasil, ou 990.000 pessoas 'excluídas da eletricidade', principalmente indígenas pessoas e moradores de unidades de conservação ambiental. Esse é um número relativamente pequeno, considerando a população brasileira, mas difícil de reduzir, considerando os desafios da região. Observe que o estado do Amazonas possui apenas cinco rodovias federais e cinco rodovias estaduais, sendo a rodovia BR-174 a única que liga a capital, Manaus, a outro estado, e é transitável durante todo o ano. São poucos os aeroportos, com apenas dois habilitados para pouso e decolagem de aeronaves de grande porte. Nesse cenário, são os rios e a rede hidroviária amazônica, considerada a maior do mundo, que constitui o principal meio de transporte (de pessoas e mercadorias) para moradores dos municípios do interior e comunidades ribeirinhas.

De um lado, dois programas do governo federal visam fornecer acesso à energia a todos por meio de microrredes e sistemas autônomos, por meio de fontes de energia renovável, ou diesel e/ou sistemas híbridos para comunidades remotas em que a conexão em rede não é uma opção viável (CABRE et al., 2015): o programa federal 'Luz para Todos' desde 2003, e o programa ainda não regulamentado 'Mais Luz para a Amazônia' desde 2020, as metas relacionadas à bacia amazônica eram subestimadas e distantes de serem alcançadas. Por outro lado, o programa estadual criado em 2007, 'Bolsa Floresta' (PBF), visa incentivar a conservação das florestas por meio do uso sustentável.

O programa Luz para Todos foi frutífero quando a extensão da rede elétrica foi viável, conseguindo evoluir rapidamente com a universalização dos locais onde essa modalidade era possível. No entanto, as dificuldades de distância e isolamento habitacional nas comunidades da bacia amazônica trouxeram um desafio (tanto logístico quanto econômico) que somente o novo programa 'Mais Luz para a Amazônia' será capaz de enfrentar. Esse novo

programa prioriza famílias de baixa renda cadastradas em Programas Sociais do Governo Federal, escolas, postos de saúde, poços comunitários, famílias residentes em unidades de conservação, assentamentos rurais, comunidades indígenas e reservas extrativistas.

2. A PROBLEMÁTICA DA ELETRIFICAÇÃO E DA NECESSIDADE DE DADOS

Existem muitos desafios a serem superados no que diz respeito à universalização do acesso à energia elétrica no Brasil. Há um grande número de pessoas hoje que possuem acesso limitado à eletrificação e boa parte disso se deve aos desafios geográficos de um país de dimensões continentais como o Brasil. No caso da Amazônia, as dificuldades são maiores por causa da grande extensão territorial, baixa densidade demográfica, esparcidade do povoamento, densa rede hidrográfica, inúmeras áreas alagadas e floresta compacta (DI LASCIO; BARRETO, 2009). A logística é muito desafiadora, sendo preciso lidar com a questão da sazonalidade dos rios, pois, devido à ausência de rodovias na região e à capilaridade da bacia hidrográfica, o único meio de transporte disponível é o fluvial. O programa Luz para Todos, que é de abrangência nacional, não foi capaz de lidar com as especificidades encontradas na amazônia sendo a extensão do grid realizada incapaz de suprir a demanda energética daqueles que vivem na região. Essas pessoas vivem em cidades e pequenas comunidades, que por suas particularidades geográficas depende principalmente de sistemas isolados de energia (VIEIRA; PEDROZO, 2015) É muito comum a utilização de geradores a diesel, porém, a queima desses combustíveis fósseis produzem impactos ambientais negativos devido à emissão de gases poluentes na atmosfera além de depender da utilização de um recurso esgotável. A utilização de fontes renováveis é uma alternativa muito mais vantajosa para essas comunidades e a fonte de energia renovável mais adequada à realidade amazônica é a energia solar.

Para realizar o dimensionamento correto de sistemas de geração fotovoltaicos, são necessárias informações sobre as comunidades que por diversas vezes se encontram escassas. É necessário realizar o levantamento de

informações socioeconômicas dos moradores, quantidade e tipos de eletrodomésticos utilizados, entre outros dados. Devido à dificuldade de acesso a tais localidades, é difícil realizar o levantamento de informações confiáveis por meio de questionários. Uma possível alternativa para contornar esse problema é a utilização de algoritmos de aprendizado de máquinas para realizar previsões, com uma taxa de acerto elevada, dos dados socioeconômicos de comunidades ribeirinhas. Esses modelos seriam obtidos através do treinamento de modelos de aprendizado utilizando uma base de dados validados.

Para realizar a mineração dos dados, foram utilizados dois softwares acadêmicos que estão disponíveis sem custo para os usuários, em diferentes plataformas, e que demandam nenhum conhecimento de programação: Orange e Weka. Ambos são ferramentas de ciências de dados com utilizações ligeiramente distintas. O Weka é ideal para realização de algoritmos de aprendizado não supervisionados para obtenção de correlações entre atributos de uma base de dados. O orange pode ser usado para a criação de modelos computacionais que realizam previsões através de algoritmos de aprendizado de máquinas.

3. PROJETO SEMPRE LUZ

Os dados trabalhados foram obtidos através do Projeto Sempre Luz, uma iniciativa da empresa Unicoba em parceria com a ONG Fundação Amazônia Sustentável (FAS) visando contribuir para a universalização do serviço de acesso à energia elétrica renovável no território nacional amazônico. O projeto de pesquisa consiste em construir usinas de geração de energia fotovoltaica em comunidades ribeirinhas utilizando diferentes tecnologias de painéis solares e baterias com o intuito de determinar de forma empírica quais dessas tecnologias seriam mais adequadas para a realidade amazônica. A construção de usinas solares em comunidades remotas proporciona o fornecimento mais estável de energia elétrica e consequentemente impulsionam o desenvolvimento econômico e a melhoria da qualidade de vida dos moradores.

A comunidade fica na Reserva de Desenvolvimento Sustentável (RDS) do Rio Negro, Latitude -2,970861 e longitude -60,618294, possui 39 unidades consumidoras, é atendida pelo programa ‘Luz para Todos’ desde 2014 por meio de extensão de rede, e que tem na pesca sua atividade econômica principal.

Os parâmetros levantados na comunidade Santa Helena do Inglês envolvem um total de 159 atributos de 27 residências e foram coletados em 2020 e 2021, dentro do projeto ‘Sempre Luz’.

Figura 1 – Comunidade Santa Helena do Inglês
Fonte: Rodolfo Pongelupe/Fundação Amazônia Sustentável

4. METODOLOGIA

A metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho consistiu em usar uma base de dados mineirada para treinar modelos computacionais com algoritmos de aprendizado de máquinas para que eles realizem previsões de atributos com base em entradas de dados. A base de dados foi originalmente criada em Microsoft Excel, construída a partir de formulários manuais e questionários contidos em tabletes aplicados por colaboradores da FAS. As informações de carga existente nas unidades consumidoras foram preenchidas com o auxílio de fotos de contas de luz dos moradores. Essa base de dados foi

então utilizada como entrada do programa de mineração de dados Weka e do programa de aprendizado de máquina Orange, ambos gratuitos, de código aberto e multiplataformas.

Os dados de entrada foram trabalhados inicialmente no Weka utilizando o algoritmo de associação de dados Apriori. Esse algoritmo de aprendizado de máquinas não supervisionado busca associação do tipo dois pra um entre os dados de entrada, ou seja, um atributo ocorre em uma instância quando dois outros atributos também ocorrem. Foi feita uma bateria de testes. Percebeu-se que os atributos relacionados aos tipos de energéticos utilizados exerciam uma grande influência nas regras de associação. Então, dividiu-se os testes em duas seções, a primeira sem os atributos relacionados à energéticos e a segunda com a presença desses atributos. Cada uma das seguintes baterias foi dividida em sub-baterias, feitas com o parâmetro de confiança do algoritmo configurado para 70%, 80% e 90%. E, por fim, criou-se novas sub baterias solicitando ao programa que obtivesse resultados com 10 a 100 regras, aumentando de 10 em 10 regras. No final, obteve-se 60 resultados.

Após a obtenção dos resultados com o software Weka, utilizou-se o software Orange para criação de modelos capazes de realizar previsões a partir dos dados trabalhados. No software, montou-se o seguinte diagrama.

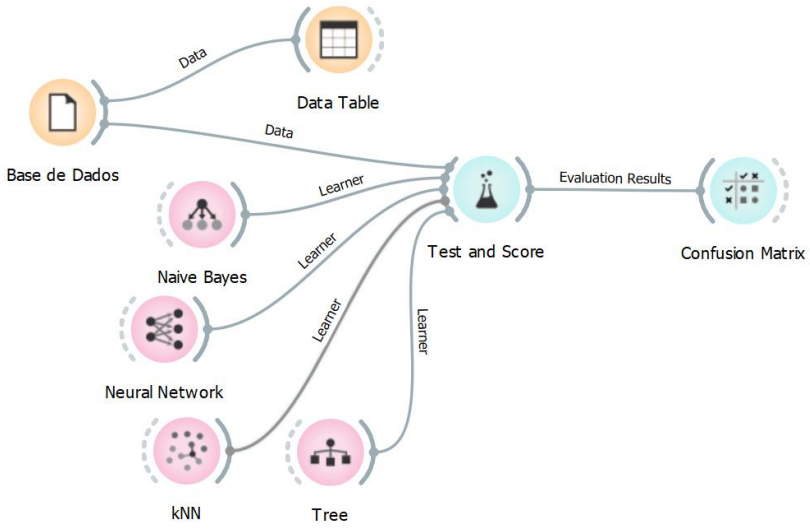


Figura 2 – Diagrama criado no Orange. Fonte: Própria

Os elementos da matriz de confusão e Data Table foram utilizados para realizar o controle das simulações. O Orange possui diversos modelos de aprendizado de máquinas pré-definidos. Para a análise da base de dados, utilizou-se os modelos Naive Bayes, Rede Neural, kNN e Árvore de decisão. Para realizar a comparação dos resultados, utilizou-se a metodologia validação cruzada.

5. RESULTADOS

Após a utilização do software Weka, obteve-se 60 resultados diferentes para as regras de associação. O objetivo da obtenção dessas regras foi entender quais atributos se relacionam fortemente a fim de simplificar a base de dados original com 159 atributos para uma contendo apenas os mais fortemente relacionados. Após uma análise das respostas obtidas, a base de dados foi simplificada para 13 atributos mais relevantes, obtidos para um valor de confiança mínima do algoritmo Apriori de 70%. Esses atributos são: escolaridade, total de cômodos na casa, condições de moradia, total de pessoas na casa, atividade principal, renda mensal da família, se a produção é comercializada, necessidades mais importantes, carga existente na unidade consumidora em Watts e os tipos de energéticos utilizados.

Tendo esses atributos agrupados em uma base de dados simplificada, utilizou-se essa nova base como entrada do software Orange com o intuito de obter previsões a partir de modelos de algoritmos de aprendizado de máquinas. Utilizando os modelos Naive Bayes, Rede Neural, kNN e Árvore de decisão, obteve-se resultados de previsões para os atributos da carga existente na unidade consumidora, condições de moradia, se o morador utiliza gás de cozinha, grau de escolaridade, necessidades mais importantes e renda familiar mensal.

Os resultados obtidos para cada um dos 4 modelos de aprendizado descritos anteriormente foram comparados utilizando validação cruzada, uma técnica para avaliar a capacidade de generalização de um modelo. A base de dados foi dividida em 3 subconjuntos, sendo 33% da base utilizada para teste e

66% para treinamento. A avaliação foi feita 3 vezes onde foram alternados os trechos da base utilizados para teste e validação em cada interação. A imagem a seguir mostra um exemplo da janela obtida pelo bloco de comparação cruzada.

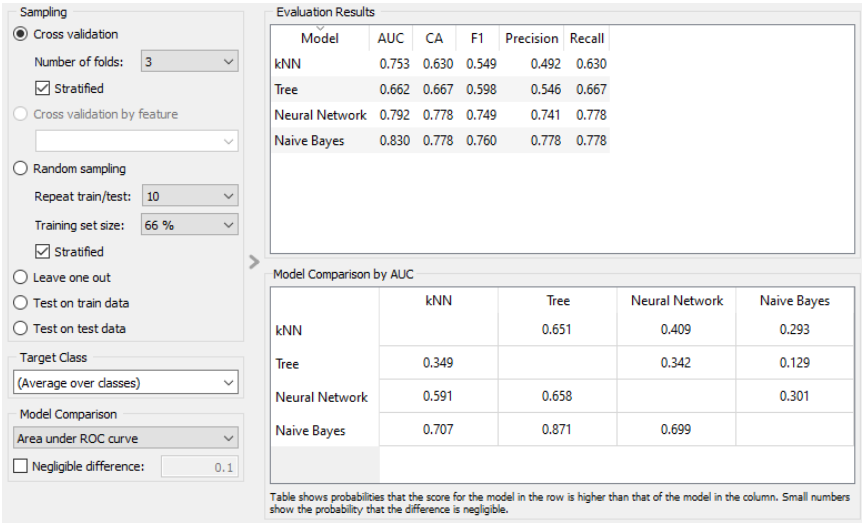


Figura 3 – Validação cruzada usando o Origin

.

Os modelos são comparados numericamente utilizando os parâmetros AUC, CA, F1, Precision e Recall, os quais serão explicados a seguir. Área sob ROC (AUC) é a área sob a curva de operação do receptor e sugere se o modelo tem capacidade de predizer com precisão o valor de uma resposta. A precisão da classificação (CA) é a proporção de exemplos classificados corretamente, que indica uma performance geral do modelo. F1 é uma média harmônica ponderada de precisão e rechamada. Precisão (Precision) é a proporção de verdadeiros positivos entre instâncias classificadas como positivas. Recall é a proporção de verdadeiros positivos entre todas as instâncias positivas nos dados.

Todos os resultados obtidos foram analisados com o intuito de determinar qual modelo melhor se adequa à previsão de cada tipo de atributo. Como resultado desta pesquisa, conseguiu-se uma acurácia de 88,9% na previsão das condições de moradia das famílias utilizando-se os algoritmos kNN e redes neurais. A acurácia na previsão da escolaridade do morador chegou a

33,3% com o uso de redes neurais. Já quanto a previsão da utilização do energético gás de cozinha pelos moradores chegou a 77,8% em todos os algoritmos utilizados. Quando se buscou encontrar a maior aspiração (ou maior demanda da comunidade) chegou-se a 48,9% de acurácia com o uso de redes neurais. E a previsão da renda familiar dos moradores alcançou 51,9% também utilizando-se redes neurais.

6. CONCLUSÕES

A principal contribuição científica apresentada por este trabalho é a aplicação de ciência de dados e aprendizagem de máquina nos dados coletados em uma comunidade ribeirinha do estado do Amazonas com o intuito de prever informações de outras comunidades de características similares sem que se aplique um novo questionário. Os resultados aqui obtidos são bastante promissores, tendo em vista que foram obtidos utilizando uma base de dados pequena e mesmo assim mostram informações úteis de uma comunidade atendida pelo programa Luz para todos. Com uma base de dados mais extensa, espera-se conseguir porcentagens maiores de acurácia dos modelos de inteligência artificial utilizados, pois, os conjuntos de treino seriam mais numerosos e o treinamento dos modelos mais completo. Isso proporciona maior confiabilidade nos resultados. Em trabalhos futuros, é importante expandir a base de dados através de uma nova coleta de informações via aplicação de formulários em comunidades, bem como retrabalhar os algoritmos de aprendizado com o intuito de validar os resultados obtidos neste trabalho. É necessário também utilizar a técnica em outras comunidades antes da aplicação de um questionário detalhado e após a sua aplicação e comparar os resultados obtidos como forma de validar as conclusões alcançadas pela técnica criada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CABRE, M.; KIEFFER, G.; LOPEZ-PENA, A.; KHALID, A.; FERROUKHI, R. Renewable Energy Policy Brief: Brazil; International Renewable Energy Agency (IRENA): Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2015.

CUNHA, K.; SOARES, M.; SILVA, A. Acesso aos Serviços de Energia Elétrica nas Comunidades Isoladas da Amazônia: Mapeamento Jurídico-Institucional. 2018. Disponível em: <https://iema-site-staging.s3.amazonaws.com/2018.06.17-NT-SISOL.pdf>. Acesso em: 22 Dez. 2021.

DI LASCIO, MARCO; BARRETO, EDUARDO. Energia e Desenvolvimento Sustentável para a Amazônia Rural Brasileira: Eletrificação de Comunidades Isoladas. 1. ed. Brasília: Kaco Gráfica e Editora, 2009. 192 p. Disponível em: <https://agritrop.cirad.fr/567794/1/solucoes_energeticas_para_a_amazonia.pdf >. Acesso em: 04 de Junho de 2022.

GOV. Governo do Brasil. Mais de 80 mil Famílias Terão Acesso à Energia Limpa em Comunidades da Amazônia. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/09/mais-de-80-mil-familias-terao-acesso-a-energia-limpa-em-comunidades-da-amazonia>. Acesso em: 24 Jul. 2021.

HUSSEIN, M.; LEAL FILHO, W. Analysis of energy as a precondition for improvement of living conditions and poverty reduction in sub-Saharan Africa. Sci. Res. Essays 2012, 7, 2656–2666.

IEA. International Energy Agency; Tracking SDG 7: The Energy Progress Report; World Bank: Washington, DC, USA, 2020. Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33822>. Acesso em: 24 Jul. 2021.

VIEIRA, HENRIQUE; PEDROZO, EUGENIO. Eletrificação na Amazônia Brasileira: Contexto e Possibilidades Rumo ao Desenvolvimento Local. XVII Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente, 2015. Disponível em:

<http://engemausp.submissao.com.br/17/anais/arquivos/382.pdf>. Acesso em: 04 de Junho de 2022.

ESTUDO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO COM O SISTEMA TESTE SUL BRASILEIRO DE 32 BARRAS CONSIDERANDO CENÁRIOS HIDROLÓGICOS E MODELAGEM DE UNIDADES GERADORAS

Luydi Kunzler Botezel[1]i; Patricia Gomes Dallepiane[1]; Luciane Neves Canha[1]; Mauricio Sperandio[1]; Felipe José Anselmini[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Maria*

RESUMO

O planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia deve ser realizado para proporcionar recursos que possam atender a demanda projetada ao menor custo possível, considerando as incertezas e os critérios de confiabilidade. Desta forma, a partir das análises de crescimento de carga e cenários de geração, o presente estudo tem por objetivo desenvolver um plano de expansão da transmissão para o Sistema Teste Sul Brasileiro de 32 barras, que compreende os três estados do sul do Brasil e são representadas linhas de transmissão com tensões de 525 e 230 kV, a partir da simulação realizada no software de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE). Os planos de expansão consideram tanto cenários de alta hidrologia, como cenários de baixa hidrologia para prever o comportamento do sistema, sendo realizadas análises de fluxo de potência, de contingências, de acréscimo de carga e das perdas de potência ativa. Dessa forma, mediante a metodologia inserida no estudo de planejamento da expansão de sistemas de geração, possibilita-se analisar as regiões do sistema que necessitam de expansão com o melhor custo-benefício, visando garantir o atendimento do crescimento da carga, bem como as futuras solicitações do mercado, otimizando a aplicação dos recursos financeiros e garantir a segurança do sistema.

Palavras-chave: Cenário de Geração, Contingência, ANAREDE, Expansão de Sistemas.

ABSTRACT

The planning of the expansion of power transmission systems must be carried out to provide resources that can meet the projected demand at the lowest possible cost, considering the uncertainties and reliability criteria. Thus, based on load growth analysis and generation scenarios, the present study aims to develop a transmission expansion plan for the 32-bus South Brazilian test system, which comprises the three southern states of Brazil and transmission lines with voltages of 525 and 230 kV were represented, based on the simulation carried out in the Electric Network Analysis software (ANAREDE). The expansion plans consider both high and low hydrology scenarios to predict the behavior of the system, which the analysis of power flow, contingencies, load increase and active power losses. In this way, through the methodology inserted in the study of planning the expansion of generation systems, it is possible to analyze the regions of the system that need expansion with the best cost-benefit, aiming to guarantee the attendance of the load growth, as well as the future market requests, optimizing the application of financial resources and guaranteeing the security of the system.
Keywords: Generation Scenario, Contingency, ANAREDE, System Expansion.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para o funcionamento e desenvolvimento da economia, pois a expansão e desenvolvimento do país estão vinculados e dependentes do setor elétrico (BONATO, 2010). Com isso, o emprego de soluções adequadas no planejamento da expansão é de grande importância devido a necessidade de atender à crescente demanda de energia com qualidade, confiabilidade e custo-benefício.

A maior parcela da geração de energia elétrica brasileira provém de fontes de energias renováveis, com predomínio da geração por hidrelétricas (ANEEL, 2020). Assim, a expansão do sistema precisa de uma metodologia capaz de avaliar a influência das variações dos níveis de água dos reservatórios para a geração.

A qualidade do atendimento de energia e a confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP) estão relacionados à eficiência de sua expansão, que depende de um planejamento adequado. No qual, estudos no setor contribuem para garantir o atendimento do crescimento da carga, otimizando a aplicação dos recursos financeiros e visando garantir a segurança do sistema (ONS, 2021).

Nesse contexto, abrange-se o desafio do planejamento que compreende em proporcionar recursos, com o intuito de atender os valores de geração e demanda ao mesmo tempo que minimiza os custos de investimento. A combinação da parte econômica com a confiabilidade envolve, opções tecnológicas e a necessidade de rotas alternativas para as linhas de transmissão, de forma a minimizar o risco de contingências (EPE, 2022).

Portanto, uma das soluções é a avaliação de novas rotas de linhas de transmissão (LTs) para interligar barras em diferentes localidades, com o intuito de tornar a operação do sistema mais equilibrada e reduzir as perdas na transmissão de energia. Visando realizar uma avaliação sólida sobre questões técnicas e econômicas, considerando a melhor relação custo-benefício.

Desta forma, o presente trabalho tem por objetivo desenvolver um plano de expansão didático da transmissão de um Sistema Teste Sul Brasileiro de 32 barras (STSB-32), obtido a partir do caso de referência do PARPEL de 2020 do ONS, para simulação no software de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE), do CEPEL. A partir de projeções de crescimento de carga e cenários de geração, mediante as simulações de fluxo de potência e testes de contingências de primeira ordem (N-1), possibilita-se analisar as regiões do sistema que necessitam de expansão com o melhor custo-benefício. Por fim, o estudo visa aumentar a confiabilidade, reduzir os níveis de carregamento nas LTs, bem como a diminuir as perdas de potência ativa e a severidade de contingências na rede.

2. EXPANSÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A produção e transmissão de energia elétrica é feita por um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predomínio de usinas hidrelétricas. Assim, a interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão,

possibilita a transferência de energia entre subsistemas, que proporciona ganhos sinérgicos e explora a variedade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração de geração e transmissão de energia proporciona o atendimento ao mercado com qualidade, segurança e economicidade (ONS, 2021).

O sistema elétrico é basicamente composto por centros de geração, linhas de transmissão e redes de distribuição. Neste esquemático, a energia elétrica é gerada em usinas e transportada até os centros de consumo mediante a linhas de transmissão. No Brasil, este sistema é subdividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (BRAGA, 2018).

Para que o sistema opere nos níveis adequados de tensão, frequência, unidades transformadoras e carregamentos de linhas e atenda as cargas, é necessário que o subsistema esteja adequadamente dimensionado. E, que o aumento de carga seja acompanhado pela entrada de novas unidades geradoras e da expansão, reconfiguração ou reforço de linhas de transmissão e transformadores (PAIXÃO et al., 2017).

Assim, a expansão visa garantir que as adições de capacidade levem ao caminho proposto, de forma a utilizar a capacidade de recursos existentes no sistema. Portanto, definir os recursos disponíveis para a operação no futuro, e as possibilidades de operação ótima destes recursos devem ser consideradas durante o planejamento da expansão (ONS, 2017).

Nessa perspectiva, se torna essencial o planejamento e a quantificação das ocorrências de falhas e de eventos adversos nas redes de transmissão, uma vez que as incertezas ambientais e operacionais podem ocasionar impactos, tanto na economia como na segurança dos sistemas nas regiões (CADINI et al., 2017). Portanto, uma das soluções é a criação de novas LTs para interligar barras em diferentes localidades. Assim, pretende-se tornar a operação do sistema mais segura, equilibrada e reduzir as perdas na transmissão de energia.

3. METODOLOGIA

Mediante as análises do comportamento do crescimento de carga e cenários de geração, o estudo visa desenvolver um plano de expansão da

transmissão para o STSB-32, que compreende os três estados do sul do Brasil. As linhas de transmissão são representadas com níveis de tensão de 230 kV na cor verde e 525 kV na cor vermelha, conforme ilustrado na Figura. 1. Para o desenvolvimento das simulações será utilizado o software de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE).

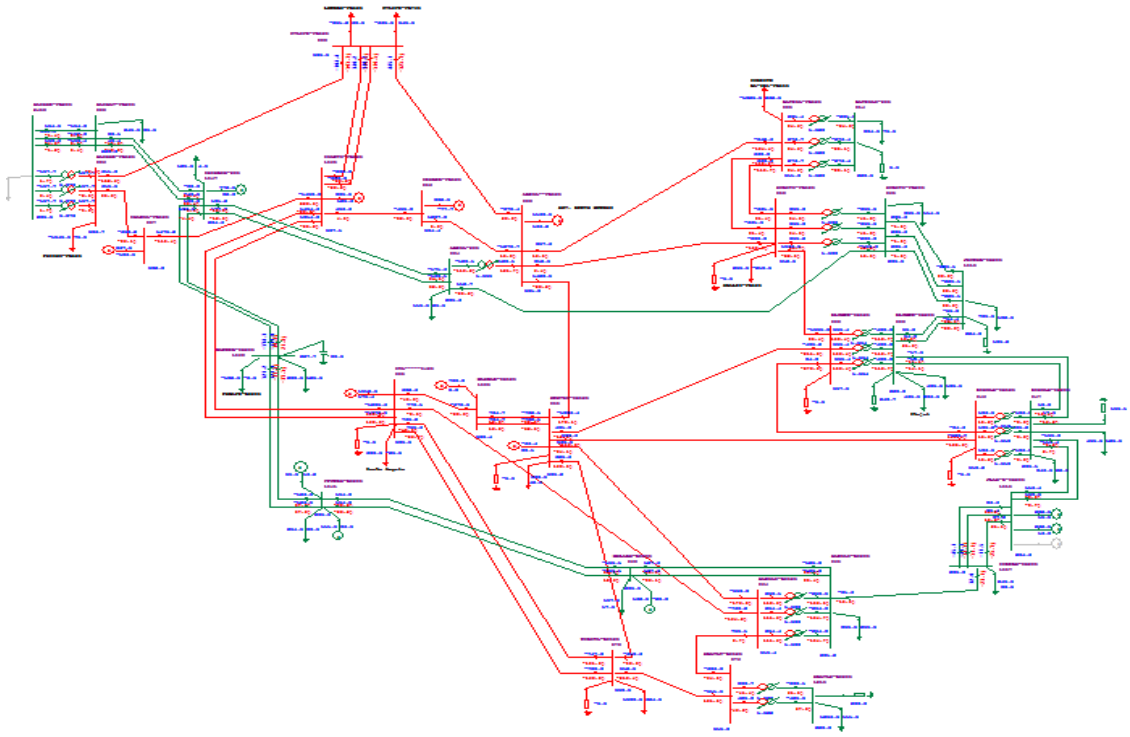


Figura 1 – Sistema Teste Sul Brasileiro de 32 Barras – Caso Base

Os planos de expansão consideram tanto cenários de alta hidrologia, como cenários de baixa hidrologia para prever o comportamento do sistema. Para o caso analisado, o sistema conta com a operação de 10 usinas hidrelétricas, configuradas para que os níveis de geração de cada uma das unidades geradoras não sejam inferiores a 45% e não ultrapassem 95% da capacidade nominal das usinas utilizadas como base, além de avaliar condições de aumento de carga que podem causar violações dos níveis de tensão e carregamento das linhas. Conforme a Tabela 1, pode-se avaliar as capacidades de geração das usinas em estudo.

Tabela 1 – Capacidades das UHEs para os cenários de geração

UHE					Programação (MW)	
Nome	**Barra**	**Un.**	**Nominal (MVA)**	**Total**	**Alta**	**Baixa**
GOV. NEY BRAGA	856	4	333	1332	1052,5	729,3
GOV. JOSÉ RICHA	897	4	345	1380	1034,6	716,9
GOV. BENTO MUNHOZ	933	4	465	1860	1398,8	965,8
MONTE C. + CASTRO A. + 14 DE J.	963	3	150	450	193,3	134
ITÁ	995	5	305	1525	1207,7	836,8
MACHADINHO	1030	3	418	1254	942,7	653,2
PASSO FUNDO	1041	2	145,5	291	192,1	133,1
MONJOLINHO	1041	2	41,5	83	83,5	57,9
SALTO OSÓRIO	1047	6	196,5	1179	921,3	638,3
SALTO SANTIAGO	1060	4	350	1400	1181,4	818,6
BARRA DE FOLGA	955	1	1890	1890	868,6	601,9

Tratando-se da expansão de sistemas de transmissão de energia, busca-se, por meio de um planejamento sólido e analítico, atender à crescente demanda por energia através da avaliação de novas rotas de interligação. Assim, avalia-se as possíveis violações, conforme as regiões do sistema com maior ocorrência de contingências, com o intuito de buscar possíveis soluções, levando em consideração a melhor relação custo-benefício. Realiza-se a verificação de alternativas de correção, com base em custos modulares conforme Banco de Preços da ANEEL, compilados na Tabela 2, e a definição de rotas a serem consideradas na expansão conforme Tabela 3.

Tabela 2 – Tipos e Valores das LT's

	Equipamento	**Custo Fixo (R$)**	**Custo Variável (R$/km)**	**Z (Ω/km)**	**Capacitância (Nf/km)**	**Capacidade (MVA)**
A	Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK)	R$9.923.390,00	R$701.228,00	0,0496+0,382i	11,3	1360
B	Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK)	R$9.992.370,00	R$995.033,44	0,04+0,378i	11,5	1844
C	Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN)	R$10.073.510,00	R$1.136.337,66	0,02262+0,3482i	12,42	2000
D	Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK)	R$20.984.240,00	R$1.255.753,85	0,0248+0,3215i	13,41	2100
E	Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL)	R$20.984.240,00	R$1.346.961,90	0,01697+0,3188i	13,55	2700

Tabela 3 – Rotas a serem consideradas na expansão

Nº	DE	PARA	Compr. (km)
1	NSRITA-RS525	CAXIAS-RS525	67
2	CURITI-PR525	JOINOR-SC230	106
3	BLUMEN-SC525	JOINOR-SC230	50
4	CAXIAS-RS525	BIGUAC-SC525	320
5	CASCOE-PR525	SSANTI-PR525	112
6	SSANTI-PR525	CASCAV-PR230	108
7	JOINOR-SC230	AREIA-PR525	292
8	JOINOR-SC230	BIGUAC-SC230	125
9	AREIA-PR525	BLUMEN-SC525	270
10	CAXIAS-RS230	GRAVA2-RS230	78

4. RESULTADOS

Para analisar o comportamento do sistema frente aos dois cenários hidrológicos, serão ajustadas as potências referentes aos níveis de geração de cada usina, proporcionalmente aos cenários apresentados no estudo. Para o cenário de alta hidrologia, ajusta-se para uma capacidade equivalente a 9071,6 MWmed e para o cenário de baixa hidrologia, para uma capacidade equivalente a 6285,8 MWmed. Assim, verifica-se no comportamento de carga uma quantidade menor de reativos em Baixa Hidrologia.

Os cenários hidrológicos influenciam no comportamento do sistema e na capacidade de geração, conforme a Figura 2. Verifica-se uma geração superior no cenário de alta hidrologia com uma utilização de 73% da capacidade total de geração, já em um cenário de baixa hidrologia, com apenas 49% da capacidade total de geração, sendo que o complemento é feito pelas UTEs do complexo de Jorge Lacerda e por importação do subsistema SE/CO, representado por cargas negativas na parte superior do STSB-32.

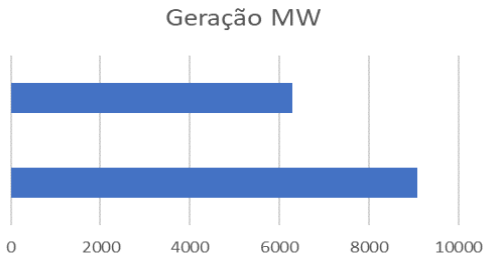


Figura 2 – Capacidade de geração das UHEs nos cenários de baixa e alta hidrologia

As perdas do sistema variam de acordo com o comportamento da carga e com a potência demandada pelas LTs. Observa-se que em baixa hidrologia, quando se desliga algumas unidades geradoras para preservar a eficiência do sistema, o controle de tensão do sistema é dificultado, pois perde-se reativos.

Portanto, observa-se uma alta representatividade em relação a capacidade de geração do subsistema sul. Pode-se avaliar situações de baixa capacidade de armazenamento e alta dependência ao nível hidrológico, no qual é necessário haver uma expansão do sistema, e, com isso, possibilitar alcançar uma maior confiabilidade no sistema.

4.1 Expansão da Transmissão – Baixa Hidrologia

Para realizar uma análise da expansão foram considerados os cenários com um aumento de carga de 8%. Além disso, inseriu-se um gerador de 300 MW na barra 979. Assim, nas contingências é possível identificar a necessidade de expansão do sistema para mitigar os problemas de tensão e de carregamento, conforme Figura 3 e Figura 4.

X---------- TENSAO ----------X----------X

CASO CONTING	NUMERO VIOLACOES	INDICE SEVERIDADE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
15	2	45.2	Contingência de 955 para 946
13	2	28.3	Contingência de 938 para 959
12	2	20.3	Contingência de 938 para 955
11	1	10.4	Contingência de 938 para 946
19	1	5.9	Contingência de 960 para 1015
24	2	5.2	Contingência de 995 para 979
30	1	5.2	Contingência de 1010 para 947
14	1	3.8	Contingência de 947 para 939
18	1	3.8	Contingência de 959 para 895
26	1	3.3	Contingência de 995 para 1060
9	1	3.0	Contingência de 934 para 960
21	1	3.0	Contingência de 965 para 1057
31	1	2.8	Contingência de 1015 para 939
25	1	2.7	Contingência de 995 para 1030
20	1	2.6	Contingência de 964 para 976
32	1	2.5	Contingência de 1030 para 955
23	1	2.5	Contingência de 995 para 964
33	1	2.5	Contingência de 1047 para 1069
34	1	2.5	Contingência de 1057 para 1010
37	1	2.5	Contingência de 1041 para 963
36	1	2.5	Contingência de 1069 para 1041
35	1	2.5	Contingência de 1060 para 897
29	1	2.5	Contingência de 999 para 1060
38	1	2.5	Contingência de 963 para 965
1	1	2.5	Contingência de 839 para 1047
2	1	2.5	Contingência de 839 para 2458
5	1	2.5	Contingência de 896 para 897
27	1	2.4	Contingência de 999 para 896
22	1	2.4	Contingência de 976 para 979
10	1	2.4	Contingência de 934 para 1047

Figura 3 – Contingências de tensão do cenário de Baixa Hidrologia

X---------- FLUXOS ----------X----------X

CASO CONTING	NUMERO VIOLACOES	INDICE SEVERIDADE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
30	1	2.1	Contingência de 1010 para 947
21	1	1.3	Contingência de 965 para 1057
15	1	1.1	Contingência de 955 para 946

Figura 4 – Contingências de fluxos do cenário de Baixa Hidrologia

Para reduzir os problemas de contingências foram realizadas simulações para verificar o comportamento do sistema mediante a inserção de algumas linhas. Na Tabela 4, observa-se os resultados das simulações.

Tabela 4 – Rotas consideradas na expansão com baixa hidrologia

LT	ROTA	EQUIPAMENTO	RESULTADO
LT1	NSRITA-RS525 - CAXIAS-RS525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	Eliminação da contingência de tensão mais severa entre as barras 955 e 946
LT4	CAXIAS-RS525 - BIGUAC-SC525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	redução das contingências de tensão
LT5	CASCOE-PR525 - SSANTI-PR525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	Conti. de tensão similar ao caso base
LT8	JOINOR-SC230 - BIGUAC-SC230	circuito Duplo 230 kV, 2x795 MCM (TERN)	variação de severidade da contingência de tensão, comparado ao caso base
LT10	CAXIAS-RS230 - GRAVA2-RS230	circuito Duplo 230 kV, 2x795 MCM (TERN)	LT10 não apresentou melhorias em relação ao caso base
LT9	AREIA-PR525 - BLUMEN-SC525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	Redução nas contingências de tensão; fluxo continuou-2 casos com sev. baixa

O modelo mais rentável é a construção de uma LT entre a barra AREIA--PR525 e BLUMEN-SC525, conforme os valores de implementação e de perdas na Tabela 5, alcança-se um saldo positivo de R$41.271.654,32.

Tabela 5 – Valores do custo de implementação e das perdas

	Perdas	Delta de perda	Economia em perdas	Custo da LT	Saldo	Divergências
BH	275,7	-	-	-	-	8 e 6
LT1 (grosbeak)	269,5	6,2	R$37.755.971,01	R$105.119.747,95	-R$67.363.776,94	8 e 6
LT4 (grosbeak)	267,3	8,4	R$51.153.251,05	R$422.825.472,00	-R$371.672.220,95	-
LT5 (grosbeak)	266,9	8,8	R$53.589.120,15	R$161.628.671,20	-R$108.039.551,05	8 e 6
LT8 (tern)	263,1	12,6	R$76.729.876,57	R$152.115.717,50	-R$75.385.840,93	8 e 6
LT9 (grosbeak)	209,8	65,9	R$401.309.433,82	R$360.037.779,50	R$41.271.654,32	-
LT10 (tern)	269,2	6,5	R$39.582.872,83	R$98.707.847,48	-R$59.124.974,65	8 e 6

4.2 Expansão da Transmissão – Alta Hidrologia

Para realizar uma análise das contingências para alta hidrologia, foram considerados os cenários com um aumento de carga de 8% e a inserção de um gerador de 300 MW na barra 979. Assim, observa-se os resultados apresentados

na Figura 5. No atual cenário, obteve um alto índice de severidade para a contingência de tensão entre as barras 938 e 959.

X---------- TENSAO ----------X----------X

CASO CONTING	NUMERO VIOLACOES	INDICE SEVERIDADE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
13	4	226.6	Contingência de 938 para 959
8	5	114.1	Contingência de 933 para 959
6	5	109.7	Contingência de 933 para 895
20	2	49.6	Contingência de 964 para 976
24	3	48.9	Contingência de 995 para 979
23	3	22.4	Contingência de 995 para 964
17	3	21.8	Contingência de 955 para 979
16	3	19.6	Contingência de 955 para 964
11	1	13.6	Contingência de 938 para 946
5	1	2.4	Contingência de 896 para 897
22	1	1.2	Contingência de 976 para 979

X---------- FLUXOS ----------X----------X

CASO CONTING	NUMERO VIOLACOES	INDICE SEVERIDADE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
13	3	3.1	Contingência de 938 para 959
35	2	2.1	Contingência de 1060 para 897
38	1	1.9	Contingência de 963 para 965
37	1	1.2	Contingência de 1041 para 963

Figura 5 – Contingências do cenário de Alta Hidrologia

Para reduzir os problemas de contingências foram realizadas simulações para verificar o comportamento do sistema mediante a inserção de algumas linhas. Na Tabela 6, observa-se os resultados das simulações.

Tabela 6 – Rotas consideradas na expansão com alta hidrologia

LT	ROTA	EQUIPAMENTO	RESULTADO
LT1	NSRITA-RS525 - CAXIAS-RS525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	eliminação da contingência de tensão entre as barras 964 - 976; e 976 - 979
LT4	CAXIAS-RS525 - BIGUAC-SC525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	redução severidade cont. tensão: b- 938 e 959; eliminação cont. fluxo: b-938 e 959
LT5	CASCOE-PR525 - SSANTI-PR525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	cont. de tensão similar ao caso base e um caso não convergente
LT8	JOINOR-SC230 - BIGUAC-SC230	Circuito Duplo 230 kV, 2x795 MCM (TERN)	variação de severidade das contingências de tensão, comparado ao caso base
LT10	CAXIAS-RS230 GRAVA2-RS230	Circuito Duplo 230 kV, 2x795 MCM (TERN)	LT10 apenas reduziu a contingência de tensão entre as barras 976 e 979
LT9	AREIA-PR525 - BLUMEN-SC525	circuito Simples 525 kV, 4x636 MCM (GROSBEAK)	redução das cont. de tensão e sev.; aumento cont. fluxo e valor baixo de sev.

O modelo mais rentável é a construção de uma LT entre a barra AREIA--PR525 e BLUMEN-SC525, conforme os valores de implementação e de perdas na Tabela 7. Pois, apresentou um saldo positivo na implementação.

Tabela 7 – Valores do custo de implementação e das perdas

	Perdas	Delta em perda	Economia em perdas	custo da LT	saldo	divergência
AH	359,2	-	-	-	-	15 e 12
LT1 (grosbeak)	356,7	2,5	R$15.224.181,86	R$105.119.747,95	-R$89.895.566,09	15 e 12
LT4 (grosbeak)	354	5,2	R$31.666.298,27	R$422.825.472,00	-R$391.159.173,73	-
LT5 (grosbeak)	345,6	13,6	R$82.819.549,32	R$161.628.671,20	-R$78.809.121,88	15 e 12
LT8 (tern)	351,2	8	R$48.717.381,95	R$152.115.717,50	-R$103.398.335,55	15 e 12
LT9 (grosbeak)	266,1	93,1	R$566.948.532,45	R$360.037.779,50	R$206.910.752,95	9 e 1
LT10 (tern)	356,2	3	R$18.269.018,23	R$98.707.847,48	-R$80.438.829,25	15 e 12

5. CONCLUSÃO

A análise da expansão de transmissão visa atender a requisitos como confiabilidade, custo, qualidade e segurança. Mesclado a esses fatores, encontram-se estudos de novas rotas, custo de implementação de obras e avaliação das perdas, contidas em um determinado horizonte de planejamento.

Assim, a metodologia proposta estimula a compreensão dos desafios deste processo, onde foi possível visualizar os dados de geração, carga, importação e perdas dos diferentes cenários analisados. Além de possibilitar simular a construção de linhas de transmissão e verificar o comportamento do sistema por meio do software ANAREDE.

Mediante as alternativas modeladas, procurou-se definir a melhor inserção da linha de transmissão no STSB-32. Logo, o saldo positivo foi obtido apenas com a implementação da LT9, circuito Simples 525 kV com 4x636 MCM (Grosbeak) entre as subestações de Areia (PR) e Blumenau (SC).

Ressalta-se que além das simulações detalhadas no decorrer do artigo, foram efetuadas algumas simulações em que se necessitária a instalação de transformadores e capacitores, porém os valores em relação as perdas ficaram

inviáveis. Assim, optou-se por apresentar os cenários que apresentaram os melhores custo-benefício.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BONATO, A. A. Sistema inteligente para previsão de carga multinodal em sistemas elétricos de potência. Tese de doutorado (Unesp), Ilha Solteira - SP, 2010.

ANEEL, “Sistema de Informações de Geração - SIGA,” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. A Expansão da Transmissão. Disponível em:< http://www.ons.org.br>. Acesso: 26 dez. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Expansão da Transmissão. Disponível em:< http://www.epe.gov.br>. Acesso: Fev. de 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA -ONS. Conheça o Sistema – O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional. Disponível em: < http://ons.org.br>. Acesso: 26 dez. 2021.

BRAGA, L. A. Um Estudo Sobre o Mercado de Energia no Brasil. Universidade Federal de Ouro Preto, 2018.

PAIXÃO, J. et al. Avaliação do despacho ótimo de geradores no subsistema sul do sistema interligado nacional. 2017. XXII Jornada de Pesquisa. Salão do Conhecimento – UNIJUÍ. Ijuí, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Integração entre o planejamento da expansão e a operação do sistema elétrico. Disponível: < ttp://www.ons.org.br >. Acesso: 26 dez. 2021.

CADINI, F. et al., E. Estimation of rare event probabilities in power transmission networks subject to cascading failures. Relia Eng Syst Saf, 2017.

ESTUDO DE METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA DISTRIBUÍDO DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA RESIDÊNCIAS COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Leonardo Longo Ono Santella[1]; João Inácio Yutaka Ota[1]; Luiz Carlos Pereira da Silva[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

O presente artigo apresenta uma metodologia para microrredes compostas por unidades consumidoras com sistemas de armazenamento distribuído. Estes sistemas podem contribuir no aumento da resiliência de consumidores finais, trazer benefícios econômicos ao otimizar o fornecimento de energia e prover suporte de serviços ancilares no futuro. O dimensionamento e a análise dessa alternativa se deu com ferramentas de simulação de longo prazo. Com isso, foi desenvolvida uma metodologia de dimensionamento de sistemas de armazenamento distribuídos em unidades consumidoras. Como estudo de caso, dois modelos foram utilizados: no primeiro, uma casa padrão, um sistema de baterias e geração distribuída. No entanto, o segundo foi utilizado para avaliar a metodologia num condomínio, aplicando em um conjunto de 47 casas, sendo 27 delas a princípio com geração fotovoltaica. Além disso, considerou-se como hipóteses que o sistema de baterias seria distribuído entre as casas, mesmo que nem todas elas levem o sistema. Dessa forma, após seguir uma sequência de passos definidos na metodologia, foi possível perceber que a capacidade anual necessária de baterias para uma casa que consome 28,9kWh/dia e tem uma geração fotovoltaica de 3,2 kWp é de 2.713,2 kWh/ano, isto é, 7,4 kWh/dia. A nível de exemplo, essa demanda pode ser obtida a partir de 6 baterias de 220Ah. Em segundo plano, a análise distribuída no sistema condominial mostrou que seria necessário um banco de baterias variando de aproximadamente de 58 a 140 baterias (220Ah), a depender da quantidade de geração fotovoltaica, no conjunto de casas citado.

Palavras-chave: Armazenamento de energia; Baterias; Otimização;

ABSTRACT

This article proposes a methodology for the study of microgrids that are composed of consumer units with individual storage systems. Distributed Storage Systems can contribute to increasing the resilience of end consumers, bring economic benefits by optimizing energy supply, and provide support for ancillary services in the future. This study involves the design and analysis of this storage system alternative using long-term simulation tools. A methodology for sizing distributed storage systems located in customer units is developed. In order to test the adopted methods, two models are studied. Firstly, a standard house installed with a battery system and distributed generation is analyzed. The second model was used to evaluate the methodology in a condominium scenario, applying the method in a set of 47 houses, in which 27 of them initially have photovoltaic generation. In addition, as part of the objectives of this study, it was considered as hypotheses that the battery system will be distributed among some of the houses. Thus, after following the sequence of steps defined in the methodology, it was possible to calculate that the annual battery capacity required for a house that consumes 28.9 kWh/day and has a photovoltaic generation of 3.2 kWp is 2713.2 kWh /year, that is, 7.4 kWh/day. As an example, this demand can be obtained from 6 batteries of 220Ah. Besides the first study, the distributed analysis showed that a battery bank would be necessary, ranging from approximately 58 to 140 batteries of 220Ah each, depending on the amount of photovoltaic generation, in the mentioned condominium complex.

Keywords: Storage systems; Batteries; Optimization.

1. INTRODUÇÃO

Com a maior importância e relevância dada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ONU, 2022) , combinados à busca pela redução de custos e emissões e também pela resiliência da rede elétrica, nota-se claramente o avanço das tecnologias renováveis para geração de energia elétrica. Porém, quando se trata de energia solar, é sabido que existe a questão da intermitência na energia produzida, o que leva a um descompasso entre a

demanda do consumo e a produção de energia pelo sistema de geração solar. É nesse contexto, que se mostra necessária a adoção de sistemas de armazenamento de energia em microrredes. Microrredes são redes elétricas locais que possuem os seus elementos de geração e consumo geograficamente próximos, e cujo gerenciamento entre demanda e produção de energia é coordenado e monitorado de forma “inteligente” (WOOD, ELISA). Note que deve-se dar atenção à integração inteligente dessas duas tecnologias, pois, de maneira análoga, a energia armazenada disponível pode não ser suficiente para atender uma demanda sem o consumo de energia da concessionária. Além disso, prevê-se que sistemas de armazenamento de energia “atrás do medidor” possam otimizar investimentos na distribuição, prover serviços ancilares à rede e aumentar a resiliência no fornecimento (GREENER, 2021).

O presente estudo traz uma metodologia para microrredes que sejam compostas por unidades consumidoras residenciais com sistemas de armazenamento distribuído, que podem contribuir no aumento da resiliência de fornecimento de energia aos consumidores finais, além de trazer possíveis benefícios econômicos ao otimizar o fornecimento de energia, e prover suporte de serviços ancilares no futuro. Esse estudo envolve a análise de tal alternativa através de ferramentas de simulação computacional em longo prazo a partir de otimizadores seguindo premissas básicas de geração e consumo. Com isso, é desenvolvida uma metodologia de dimensionamento de sistemas de armazenamento distribuído localizado em unidades consumidoras para microrredes com geração de energia solar, juntamente com uma compreensão ampla e detalhada das necessidades para que tal metodologia possa ser aplicada.

2. METODOLOGIA

A metodologia de dimensionamento de sistemas distribuídos de energia tem início no levantamento da curva de consumo de energia numa residência. Dessa forma, torna-se possível determinar qual a energia utilizada em cada momento do dia numa casa. No software *Low Emissions Analysis Platform*

(LEAP), deve-se modelar o ambiente para ser simulado e otimizado. Nesse sentido, ele precisa receber dados de entrada, por exemplo, a energia consumida em cada período do dia, as fontes de energia que abastecem este consumo e a definição que sistemas de baterias serão usados. Com isso, um processo de otimização é realizado pelo LEAP, o qual gera dados necessários para o dimensionamento dos sistemas de armazenamento (HEAPS, C.G., 2021). Assim, os resultados obtidos são exportados para uma planilha de tratamento dos dados, que é programada para efetuar os cálculos corretamente da capacidade necessária de bateria, bem como o custo e a quantidade de baterias necessárias para suprir os resultados obtidos. Para este caso, foi considerada a existência de uma rede elétrica, da energia fotovoltaica e do banco de baterias, totalizando três tecnologias de recursos energéticos que podem, dentro de suas limitações, suprir as demandas necessárias.

2.1 Planilha de consumo de unidade consumidora

Como suporte da metodologia, foi utilizada a planilha eletrônica do Google, Google Sheets. A planilha foi escolhida já que há um baixo volume de dados e eles seguem um padrão de repetibilidade no tratamento. Ela será usada em dois momentos específicos da metodologia: o primeiro momento se deve ao levantamento das curvas de consumo numa casa. Com isso, torna-se possível discretizar os equipamentos, suas potências e período de uso dentro de um dia na casa de estudo. Dessa forma, uma curva de consumo é obtida.

Após definir os dados utilizados na primeira etapa da planilha, eles devem ser usados como input no software LEAP, cuja utilização será descrita mais à frente. Com a obtenção dos resultados, deve-se exportar os dados do Software para a planilha novamente, em campos predeterminados. Vale ressaltar que os dados de interesse são os de energia fornecida por cada tecnologia quando se tem um cenário de otimização do uso delas.

2.2 LEAP

Originalmente criado em 1980 para fornecer uma ferramenta flexível para o planejamento integrado de energia a longo prazo ao projeto Kenya Fuelwood do Beijer Institute (HEAPS, C.G., 2021), o LEAP consiste em um software instalado em um terminal local, e que tem como principais funcionalidades em simular o consumo de energia, e a produção e a extração de recursos energéticos em qualquer setor da economia. Ele também pode ser usado para contabilizar fontes e sumidouros de emissão de gases de efeito estufa do setor de energia e do setor não energético. Mais da metade de seus usuários está no meio acadêmico, o que mostra a boa aceitação e difusão dessa ferramenta em estudos e pesquisas em universidades e centros de pesquisa.

No aplicativo, é possível inserir os dados calculados previamente na planilha nos campos determinados pelo LEAP. Dessa forma, o modelo é criado dentro do programa, sendo possível realizar as simulações e otimizações desejadas. Assim, após definir a curva de consumo e as fontes geradoras de energia, bem como o banco de baterias, é possível coletar os resultados de otimização. Estes serão levados de volta para a planilha.

3. RESULTADOS

O estudo de caso contará com dois cenários distintos. O primeiro deles avalia uma casa condominial, sendo abastecido por uma rede elétrica e um sistema fotovoltaico de potência nominal 3,2kWp. Já o segundo, conta com 47 casas, sendo 27 delas instaladas com fotovoltaicos da mesma potência. O banco de baterias, então, será determinado a partir destes parâmetros. É importante ressaltar, que cada casa deve consumir, em média, 10548,46 kWh/ano.

3.1 Estudo de caso I: unidade consumidora individual

Utilizando todas as ferramentas e métodos acima discutidos, o primeiro resultado pode ser obtido. É importante notar que foram estudados e projetados valores até o ano de 2050. Uma prévia da energia gerada no ano de 2030 pode

ser observada na figura a seguir, retirada do próprio Software LEAP, para o modelo de uma única casa.

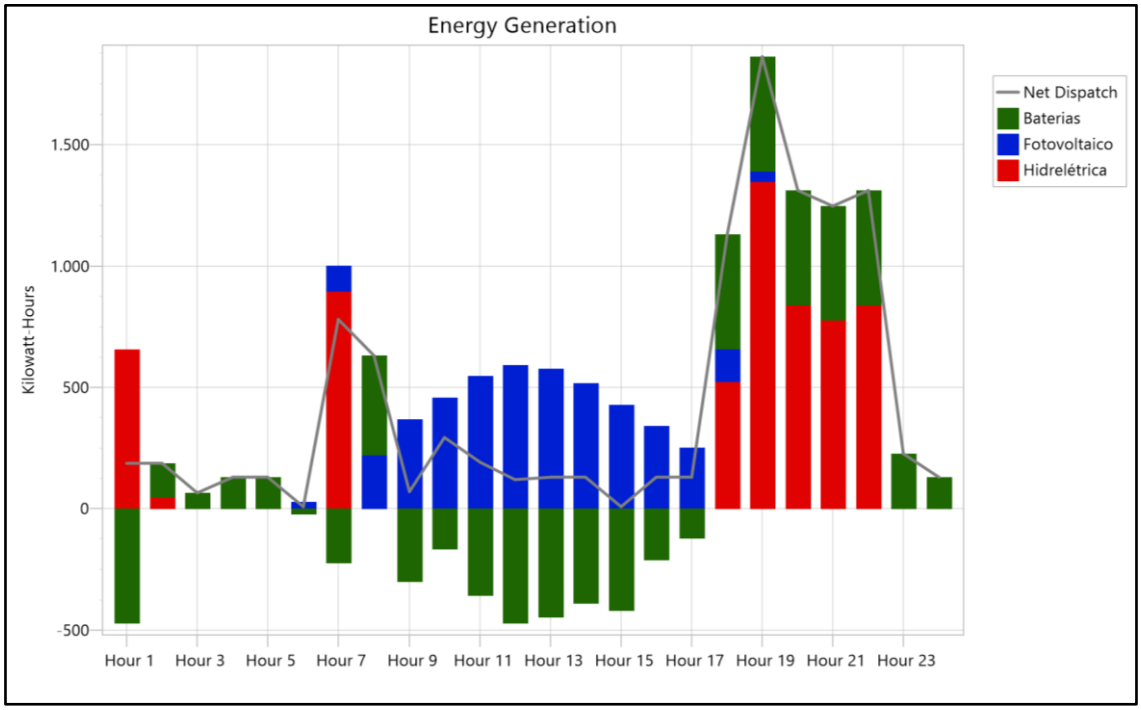


Figura 1 – Balanço energético para uma casa condominial com sistema de baterias

Conforme a legenda da figura 1, as barras verticais de cor vermelha representam a energia oriunda da rede elétrica. Em primeiro plano, percebe-se que o otimizador faz o uso desta tecnologia em partes do dia, principalmente à noite. Em segundo plano, percebe-se o funcionamento da energia solar, representada pelas curvas azuis, somente durante o período determinado anteriormente, em que há luz solar. Além disso, é importante notar o funcionamento das baterias, que ora são carregadas pela rede e pela energia solar, ora são descarregadas para suprir a demanda de energia elétrica. O gráfico mostra claramente o trabalho de carregamento das baterias e de atendimento da demanda solicitada pela casa, de forma teoricamente otimizada, com o objetivo de redução dos custos. Com isso, a curva em cinza "*Net Dispatch*" mostra o resultado da composição das energias, isto é, quanto de energia é

disponibilizada para suprir a demanda, já considerando o carregamento ou o descarregamento da bateria.

A partir da planilha, é possível realizar um tratamento dos dados obtidos. Com isso, torna-se possível calcular a capacidade máxima requerida da bateria. Para isso, será considerada a maior energia armazenada na bateria antes de que comece a ser descarregada.

Os valores obtidos do gráfico indicam que a capacidade da bateria deve ser de 2.713,25 kWh/ano para que ela possa atender as necessidades previstas pelo LEAP. Além disso, considerando o período de um dia, a capacidade deve ser dada por 7,43 kWh. Dessa forma, levando-se em conta baterias estacionárias de 12V, pode-se estimar que seja necessário um sistema de baterias equivalente a 619,46 Ah. Os cálculos anteriores foram feitos quantificando a capacidade requerida para armazenamento de energia e, posteriormente, definindo o número de baterias no modelo desejado que atendam à necessidade.

Para o estudo de caso, verificou-se baterias estacionárias comerciais de diferentes modelos e capacidades (TEIXEIRA, 2020). A figura 2 mostra quantas baterias seriam necessárias e o custo estimado para o conjunto de baterias de acordo com a cotação de mercado. Essa generalização de modelo de bateria garante mais versatilidade à metodologia de dimensionamento de um sistema de baterias.

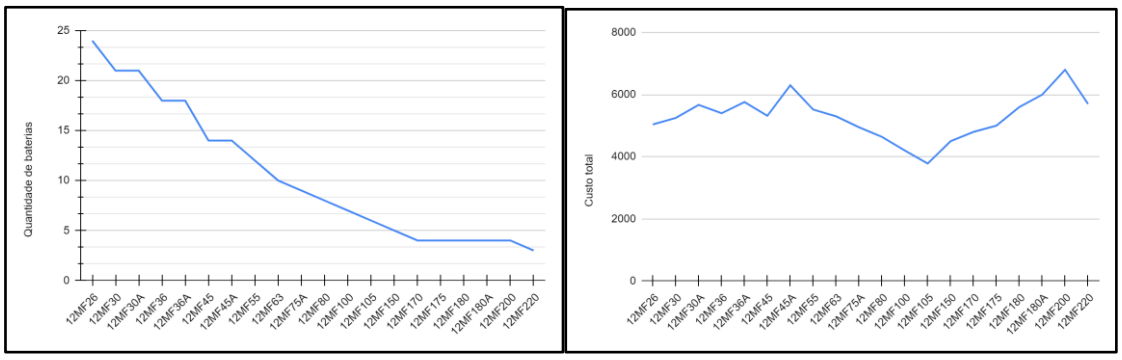


Figura 2 – À esquerda: quantidade de baterias necessárias para a capacidade por modelo. À direita: custo do conjunto total de baterias.
(Adaptado de TEIXEIRA, 2020 e de levantamento de mercado)

Por fim, dando maior detalhamento ao modelo de bateria 12MF105 (TEIXEIRA, 2020), cujo custo mostrou-se ser o menor, percebe-se uma autonomia equivalente a aproximadamente 6 horas de carga. Esta avaliação de autonomia leva em consideração ambientes extremos, em que a casa não recebe nenhum tipo de energia, nem da rede, nem do sistema fotovoltaico. Com isso, para a obtenção deste número, foi considerado o consumo diário da casa de 28,90 kWh com 6 baterias do modelo 12MF105, com capacidade de 105Ah ou 1,26kWh por unidade, e sem nenhuma outra geração de energia. Dessa forma, pode-se, comparativamente, dizer que o conjunto é capaz de suprir a demanda da casa por até 6 horas antes da carga se esgotar.

Acrescentou-se uma interface gráfica com as informações mais significativas da metodologia, apresentadas nas figuras 3, 4 e 5. A figura 3 mostra os dados de entrada para o estudo de caso, ou seja, uma casa com consumo diário de 28,9 kWh e uma planta fotovoltaica de 3,2kWp, composta por 8 painéis solares, gerando aproximadamente 4.813 kWh/ano. Ao fim, mostra-se a capacidade total necessária de 7,43 kWh de baterias, equivalente a 6 baterias do tipo 12MF105 (TEIXEIRA, 2020) e, aproximadamente, o custo de R$ 3.780 reais de acordo com levantamento de preços no varejo.

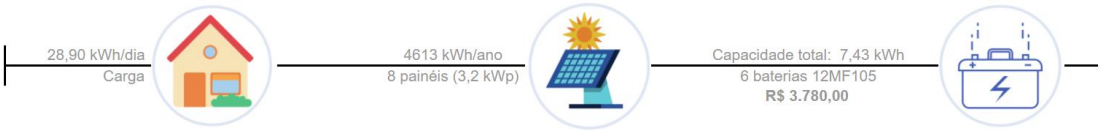


Figura 3 – Resumo dos resultados de dimensionamento de baterias

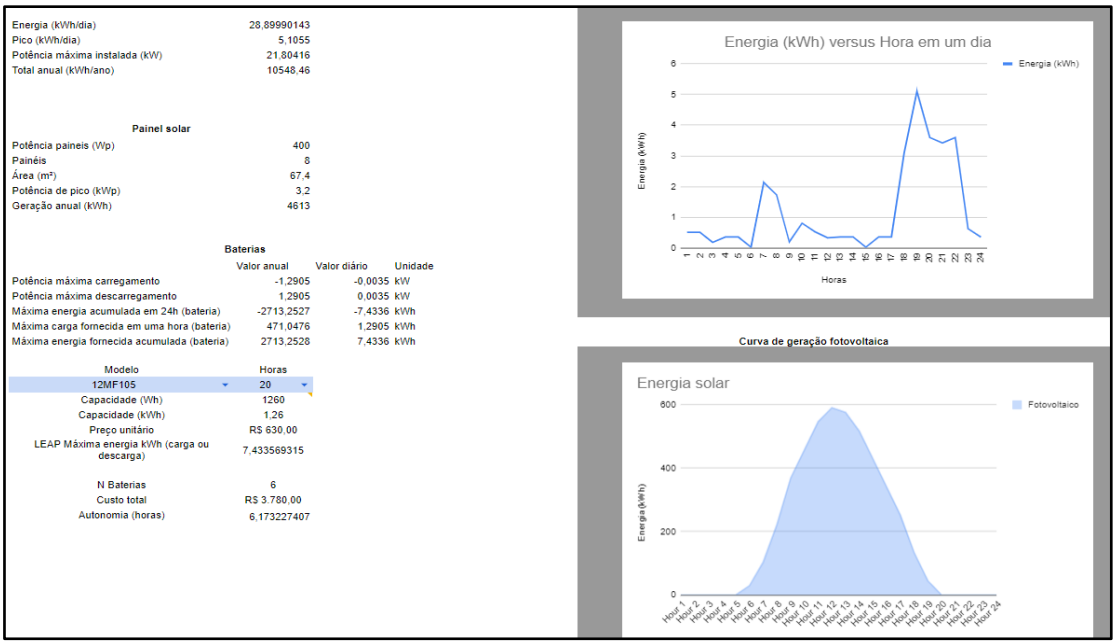


Figura 4 – Visão parcial do painel de resultados

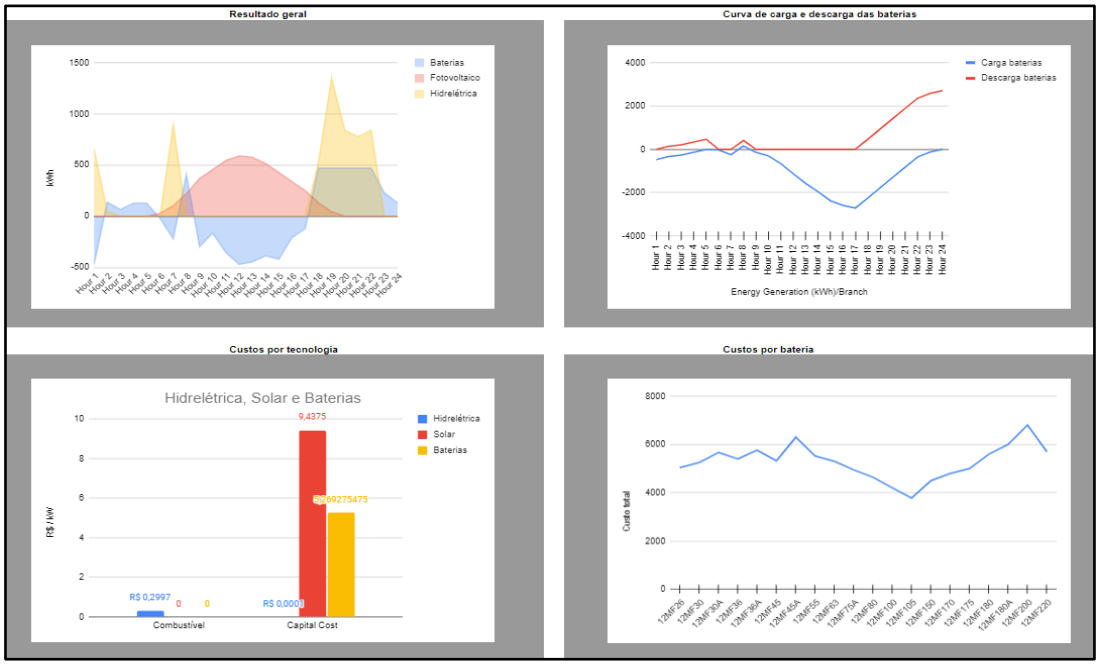


Figura 5 – Visão parcial do painel de resultados

As figuras 4 e 5 mostram, ainda, resumos dos parâmetros e cálculos utilizados na metodologia. Para o estudo de caso considerado, pode-se observar a curva de energia elétrica demandada na casa no primeiro gráfico, ou as curvas

de geração, rede e bateria durante o dia nos dois gráficos seguintes. O quarto gráfico mostra o carregamento e descarregamento da bateria e o quinto, os custos unitários por potência instalada de cada tecnologia para realização das otimizações no LEAP. Por fim, o último gráfico mostra os custos por cada tipo de bateria ao fim da metodologia.

3.2 Estudo de caso II: condomínio residencial

Em paralelo, torna-se relevante fazer um estudo relacionado à aplicação da metodologia da seção 3.1 para mais de uma unidade consumidora. Assim, decidiu-se por aplicá-la à microrrede CONGRID do Projeto Merge (LOPEZ, J. C.). O subprojeto CONGRID tem o objetivo de implementar uma microrrede condominial “piloto” na região de atuação da CPFL. A CONGRID será projetada e instalada em um condomínio de Barão Geraldo, distrito de Campinas, SP, a qual passaria a integrar tecnologias de geração fotovoltaica, armazenamento e gestão da energia. Nesse contexto, foi realizada uma otimização no LEAP considerando-se este condomínio residencial, com um total de 47 casas, sendo 27 delas já instaladas com painéis fotovoltaicos, considerados em 3,2 kWp por casa.

Dessa forma, a tabela 1 ilustra a situação atual do condomínio e considera, ainda, que são adicionados 5 painéis solares a cada 5 anos, até que todas as casas estejam com sistemas fotovoltaicos. Para isso, foi realizada a mesma metodologia para quantificar quantas baterias de 220Ah seriam necessárias para suprir a otimização gerada pelo software. Com isso, os resultados mostram que à medida que mais casas passem a usar tecnologia fotovoltaica, maior será a necessidade de baterias para que o uso seja feito de forma mais barata, eficiente e inteligente. Paralelamente, o uso da energia da concessionária pode ser reduzido.

Tabela 1 – Evolução da quantidade de baterias por ano

Tabela 1	2022	2025	2030	2035	2040
Rede elétrica (kWh)	371.221	348.160	325.100	302.039	279.204
FV (kWh)	124.528	147.588	170.649	193.710	216.771
N Baterias	58	77	98	120	141
Custo total (R$)	110.200,00	146.300,00	186.200,00	228.000,00	267.900,00

4. CONCLUSÃO

Levando-se em consideração o escopo do projeto, cumpre-se o objetivo de obter uma metodologia de dimensionamento de sistemas de bateria distribuídos para microrredes. De uma forma geral, foi possível determinar um perfil de carga específico para moradias e, a partir do Software LEAP, criar o modelo para simulação e otimização. A partir de um documento de planilhas, é possível registrar dados de curva de carga e consumo anual, bem como gerar todos os dados necessários para inserção no modelo criado para simulação e otimização dentro do LEAP. Assim, torna-se possível criar o modelo e gerar os resultados de potência e energia para as três tecnologias levadas em conta: solar, rede elétrica e baterias. Por fim, os resultados devem ser exportados para a mesma planilha anterior, em que fórmulas são capazes de determinar as necessidades relativas à quantidade e ao custo das baterias para cada casa.

Com relação aos resultados obtidos, notou-se certa dificuldade e limitação no uso do software LEAP no que diz respeito a curtos períodos de tempo. Isso está evidenciado no fato dos dias simulados serem replicados o ano todo, isto é, a mesma curva de carga se repete todos os dias do ano. Ainda assim, é uma aproximação conservadora e que traz resultados válidos e satisfatórios. Vale ressaltar que os valores obtidos foram pensados na otimização do uso de baterias em conjunto com a tecnologia solar de 3,2kWp e com a rede elétrica, com um custo mensal.

A partir da metodologia proposta, foi possível obter a capacidade anual de baterias para uma casa que consome 28,9 kWh/dia, estimada em 2.713,25 kWh/ano. Estes resultados originam-se de um cenário otimizado, mesclando as

redes elétrica e solar como suporte às baterias, buscando-se o menor custo possível. Diversos modelos de baterias podem ser considerados para este fim.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica e Tecnológica (PIBIC) da Unicamp. Este trabalho foi desenvolvido através do programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico PD-00063-3058/2019-PA3058: “MERGE - Desenvolvimento de Microrredes Eficientes, Confiáveis e Sustentáveis”, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em parceria com as distribuidoras do grupo CPFL Energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GREENER, New Charge Energy. Estudo Estratégico do Mercado de Armazenamento: Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras. Relatório Técnico, 2021.

HEAPS, C.G., 2021. LEAP: The Low Emissions Analysis Platform. [Software version: 2020.1.30] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. <https://leap.sei.org>. Acesso em: 10/07/2021

LOPEZ, J. C., et.al. Objetivos e Desafios do Projeto de P&D MERGE: Microgrids for Efficient, Reliable and Greener Energy. In: Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Vol. 1, No.1 (SBSE2020), 2020.

ONU. Organização das Nações Unidas, 2022. Objetivos do Desenvolvimento Sustentável. Disponível em: https://brasil.un.org/pt-br/sdgs Acesso em: 30/05/2022.

TEIXEIRA, T. Manual Técnico Linha Estacionária: Moura Clean Série MF. Janeiro, 2020. Baterias MOURA. Acesso em 05 maio 2022. Disponível em: https://www.moura.com.br/wp-content/uploads/2020/07/Manual_te%CC%81cnico_Moura_Clean_se%CC%81rie_MF.pdf

WOOD, ELISA. Microgrid Knowledge, 2020. What is a Microgrid? - Disponível em: <https://microgridknowledge.com/microgrid-defined/>. Acesso em: 10/07/2021.

ESTUDO DE METODOLOGIAS DE DIMENSIONAMENTO E DE IMPACTO AMBIENTAL DE MICRORREDES ISOLADAS EM COMUNIDADES REMOTAS

Camila Omae[1]; João Inácio Yutaka Ota[1]; Luiz Carlos Pereira da Silva[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

O presente trabalho apresenta o estudo de certos aspectos para uma metodologia de dimensionamento e impacto ambiental de microrredes isoladas em comunidades remotas. Para isso, buscou-se estudar diferentes formas de determinação da demanda energética, a fim de estabelecer o método mais compatível com a realidade. No caso, três tipos de cargas são abordados, um com base na listagem dos equipamentos eletrônicos do local, outro com base na potência mensal utilizada e por fim, com base em multicamadas que são definidas pelo ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program), sendo esta a que mais se aproxima da realidade por não generalizar os dados. Além disso, utilizando uma metodologia abrangente, foi possível determinar o sistema de baterias e, com isso, avaliar conjuntamente a emissão de poluentes por um gerador à diesel, solução comum encontrada em pequenas localidades para abastecimento energético, com o sistema de baterias ao mensurar a emissão do mesmo com base na avaliação do ciclo de vida. Com isso, foi obtido a redução de emissão de gases de efeito estufa em cerca de 65% por kWh.

Palavras-chave: Comunidades Isoladas; Emissões de Gases de Efeito Estufa; Energia Renovável; Microrredes.

ABSTRACT

The present work proposes the study of certain aspects of methodologies for sizing and environmental impact of isolated micro-grids in remote communities. For this, different ways of determining the energy demand have been studied in order to establish the method most compatible with reality. In this case, three

different methods are approached, one based on the listing of the electronic equipment at the site, another based on the monthly power used, and finally, based on multilayers that are defined by ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program), this being the one that is closest to reality because it does not generalize the data. Furthermore, using a comprehensive methodology, it was possible to determine the battery system and thereby jointly evaluate the emission of pollutants by a diesel generator, a common solution found in small towns for energy supply, with the battery system by measuring its emission based on life cycle assessment. With this, a reduction in greenhouse gas emissions of about 65% per kWh was obtained.

Keywords: Isolated Communities, Greenhouse Gases Emissions; Renewable Energy, Microgrids.

1. INTRODUÇÃO

O cenário atual do aumento da demanda por energia elétrica é seguido pela crescente preocupação do aumento de emissões de gases que contribuem para o efeito estufa. Neste cenário, questões relacionadas à sua redução, tais como fontes alternativas de energia e o consumo consciente, com enfoque para a eletricidade, são levantadas, uma vez que a produção mundial de energia é majoritária em combustíveis fósseis e altamente centralizada (EUROPEAN COMMISSION, 2006). Em paralelo, surge o conceito de microrrede, a qual pode ser definida como uma rede elétrica local que possui geração a partir de energia renováveis e geograficamente próxima aos consumidores, com o gerenciamento e monitoramento constantes de demanda, geração local e uso de energia da concessionária (EUROPEAN COMMISSION, 2006).

As microrredes isoladas, ou seja, sem a conexão direta com uma rede elétrica de uma concessionária de energia, se tornam atrativas em especial para locais e comunidades onde a eletricidade ainda não é entregue devido à necessidade de altos investimentos para a expansão da rede elétrica de distribuição. Somam-se a tais questões o incremento da geração solar no Brasil e o crescente interesse em sistemas de armazenamento de energia, reduzindo

a necessidade do tradicional uso local de geração à diesel em sistemas isolados (MME, 2021) e fornecendo mais segurança energética para esta possível solução. Neste contexto, existem iniciativas governamentais para o uso de tais tecnologias, porém estudos que apresentem metodologias de dimensionamento e a viabilidade de tais microrredes, tanto financeiramente como ambientalmente, são de extrema importância.

2. PROPÓSITO

Este trabalho foca em estudos de certos aspectos do dimensionamento de microrredes isoladas. Análises de perfil de consumo de comunidades isoladas permitem estimar a necessidade de geração e armazenamento de energia, os quais podem ser adicionados certos objetivos de consumo e outras demandas comunitárias. Neste artigo, o dimensionamento da demanda energética de uma comunidade considerou serviços de saúde, escolas e consumo diário de famílias. Mostra-se por meio de tal análise que a avaliação da necessidade energética das comunidades-alvo é de extrema importância, uma vez que existe uma discrepância grande da necessidade energética das diversas comunidades isoladas (MME, 2021). Com essas informações, é possível realizar um estudo sobre o impacto ambiental da implementação de microrredes subsidiadas por painéis solares e sistemas de baterias em comparação com geradores à diesel. Avaliando-se as informações anteriores, almeja-se a apresentação de subsídios para o dimensionamento de microrredes isoladas, o qual permitiria uma maior agilidade para a implementação ou ajustes para uma geração sustentável em comunidades isoladas.

3. METODOLOGIA

A seção apresenta o levantamento de dois aspectos de microrredes isoladas, que são o dimensionamento da demanda energética da área-alvo e o dimensionamento do sistema de armazenamento a ser disponibilizado localmente. Além disso, a análise da redução do impacto ambiental é apresentada, o qual reforça os benefícios do uso de fontes renováveis de energia

em sistemas isolados. Por meio de análises gráficas obtidas de simulações e métodos de otimização matemáticos é possível realizar um estudo sobre o impacto ambiental da implementação de microrredes subsidiadas por painéis solares e sistemas de baterias em comparação com geradores à diesel. Além disso, mostra se que a avaliação do impacto ambiental depende da modelagem utilizada. Essa questão é discutida focando-se em dois softwares distintos, LEAP (HEAPS, 2021) e HOMER Pro ou HOMER QuickStart (HOMER), cujas metodologias de cálculo dos poluentes gerados pelo gerador à diesel apresentaram resultados distintos para um mesmo perfil de demanda.

3.1 Dimensionamento da demanda energética

Necessita-se conhecer a demanda energética das comunidades a serem atendidas para o correto dimensionamento de microrredes isoladas. No presente artigo, o estudo de caso considera serviços de saúde, escolas e a demanda da população local.

Para a determinação da demanda de serviços de saúde, foi estudada a necessidade energética de comunidades isoladas através de dados de ações comunitárias do Projeto Campus Sustentável (DA SILVA, 2018), no qual a demanda de eletricidade por serviços de saúde foi atendida com geração fotovoltaica. Logo, a demanda de um posto de saúde, a demanda instalada por meio dos equipamentos existentes no posto, obtendo uma média de 554,63 kWh anual, ao utilizar as equações 1 e 2, que apresentam, respectivamente, o fator de demanda e o fator de consumo.

$$FD = \frac{Demanda\ Máxima}{Demanda\ Instalada} = 30{,}63\% \quad (1)$$

$$FC = \frac{Demanda\ Média}{Demanda\ Máxima} = 20{,}63\% \quad (2)$$

Para a determinação da demanda de escolas, foram usados dados de outro projeto proposto pelo Escritório Campus Sustentável (DA SILVA, 2018). Com a demanda energética mensal de três escolas na região de Campinas-SP,

determinou-se a demanda média mensal per capita, a qual foi de 7,9 kWh/pessoa. Dessa forma, definiu-se a demanda energética anual de uma escola, a qual foi de 7.600 kWh anual.

Para a determinação da demanda de energia de uso domiciliar e familiar em comunidades isoladas, diversas alternativas foram consideradas. A abordagem mais comum encontrada em estudos aponta um perfil genérico de consumo similar a famílias de baixa renda em regiões urbanas, o qual, em muitos casos, não demonstra a real necessidade energética dessas comunidades. Exemplos disso são os programas do governo federal denominados Luz Para Todos (MME, 2015) e Mais Luz Para a Amazônia, nos quais pedem-se projetos que atendam uma demanda mínima determinada em um valor fixo de forma genérica. Por conta disso, foi utilizada a alternativa da 'Abordagem Multicamada', em inglês, *Multi-Tiers Framework* (ESMAP, 2015). Tal abordagem define o acesso à energia em escalas de 0 à 5, baseado em diferentes aspectos com o objetivo de observar nuances que vão além do entendimento dos consumidores 'conectado' e 'não conectado' à rede elétrica. Logo, é possível determinar demandas mais realísticas de uma comunidade isolada a partir dos perfis de consumo de cada camada – *tiers*, baseadas na quantidade de horas com eletricidade disponível e a potência consumida (de acordo com os aparelhos domésticos utilizados), as quais são apresentadas na tabela 1.

Tabela 1 - Classificação de consumo de energia em multicamadas
(Adaptado de ESMAP, 2015).

Camada	Horas	W (mínimo)	Wh (mínimo)/dia	kWh/mês	kWh/ano
0	0	0	0	0	0
1	2	6	12	0,36	4,32
2	4	50	200	6	72
3	12	200	1000	30	360
4	18	800	3400	102	1224
5	22,8	2000	8200	246	2952

Avaliando as camadas comparativamente com um estudo de dimensionamento realizado em Lençóis-MA (OLIVEIRA, 2017), observa-se que a camada 2 da tabela 1 se aproxima da faixa de consumo de famílias de baixa renda no Brasil. Entende-se assim que a metodologia de multicamadas é válida. Por fim, determinou-se a demanda familiar baseando-se na camada 2 da tabela 1 e considerando-se 3 cenários base com 50, 80 e 100 famílias.

3.2 Dimensionamento do sistema de armazenamento por baterias

Em relação ao sistema de baterias, este foi dimensionado utilizando uma metodologia que considera a demanda atual do cenário e inclui uma demanda futura, ou seja, um possível aumento da demanda, de forma a assegurar segurança energética. Além disso, a quantidade de dias que seriam adequados para o sistema ter autonomia também foi considerada no dimensionamento do sistema. Foram considerados três cenários com base para o dimensionamento do sistema por armazenamento de energia, um com a autonomia de 3 dias, outro de 5 e, por último, um de 7 dias.

Para determinar a quantidade de baterias necessárias, foram utilizadas as equações 3 e 4, sendo que a quantidade é dada pela equação que apresenta o maior valor de capacidade (ALVARENGA).

$$Capacidade\ [Ah] = \frac{Consumo\ total\ [Wh/dia] \cdot\ Autonomia\ [dias]}{Tensão\ do\ banco\ de\ baterias\ [V] \cdot\ Profundidade\ de\ descarga\ no\ final\ da\ autonomia\ [pu]} \quad (3)$$

$$Capacidade\ [Ah] = \frac{Consumo\ total\ [Wh/dia]}{Tensão\ do\ banco\ de\ baterias\ [V] \cdot\ Profundidade\ de\ descarga\ no\ final\ da\ autonomia\ [pu/dia]} \quad (4)$$

Das equações 3 e 4, temos que o consumo total é dado pela demanda anteriormente calculada, a autonomia foi determinada em um período de 3 a 7 dias, mas deve ser determinada com base no clima local e a confiabilidade desejada. Em relação à tensão do banco de baterias, utilizou-se 48 V. A profundidade de descarga no final da autonomia, dada em pu, foi considerada com o valor de 0,6 pu, sendo que descargas mais profundas significam vida útil

menor para a bateria e menos profundas um investimento inicial maior. Já a profundidade de descarga no final de cada noite, dada em pu/dia, considerou-se 0,2 pu/dia, visto que valores menores aumentam a vida útil da bateria, sendo o valor considerado determina uma vida útil de 4 anos para a bateria.

3.3 Equacionamento das Emissões

Para o equacionamento das emissões utilizaram-se dois softwares de dimensionamento, denominados LEAP (HEAPS, 2021) e HOMER (HOMER). Em uma análise inicial, os resultados de emissões de CO2 variaram de 78 a 108 toneladas por ano no caso de 100 famílias. Porém, estudando a documentação disponibilizada de cada software e contatando os desenvolvedores, verificou-se que as fórmulas para a estimação de emissões são praticamente idênticas, e que os resultados divergentes eram devido aos dados de entrada de tais fórmulas, tais como o fator de emissão. De maneira sucinta, o LEAP utiliza dados referentes aos relatórios de aquecimento global do IPCC[1], já o HOMER PRO utiliza dados de uma base própria. Utilizando a equação 5, pode-se determinar o fator de emissão de certos gases, tais como o gás carbônico, CO2, e o dióxido de enxofre, SO2, usados pelo HOMER.

$$Fator\ de\ emissão\ [kg/kWh] = Emissão\ [kg/L] \cdot Consumo\ de\ combustível\ [L/kWh] \quad (5)$$

Além disso, para comparar os dados foi feita outra verificação, a quantidade de diesel utilizada por cada software. No HOMER, tal informação era disponibilizada, contudo essa informação não foi encontrada no LEAP. Considerando que os geradores a diesel têm um consumo médio de 0,26 L/kWh, de acordo com LUMINUS, obteve-se valores próximos de consumo em ambos

[1] Intergovernmental Panel on Climate Change - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas é uma organização científico-política criada em 1988 no âmbito das Nações Unidas (ONU) pela iniciativa do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e da Organização Meteorológica Mundial (OMM).

os softwares. Como exemplo, a produção de energia pelo LEAP é de 206.226 kWh e pelo HOMER é de 219.003 kWh para a mesma demanda estipulada de 68.054 kWh por ano para 50 famílias. É importante ressaltar que a geração é maior do que a demanda por conta das perdas do processo de conversão de energia.

Desse modo, foi possível compreender melhor o cálculo das emissões. Além disso, resultados mais confiáveis foram obtidos. Assim, a equação 6 apresenta o cálculo das emissões.

$$Emissão\ [kg/ano] = Fator\ de\ emissão\ [kg/kWh] \cdot Energia\ gerada\ [kWh/ano] \quad (6)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados das metodologias utilizadas demonstraram ser satisfatórios. Em relação ao dimensionamento da demanda energética da comunidade, a utilização dos *tiers* mostra-se uma metodologia mais realista, de modo a permitir uma flexibilidade no entendimento das demandas de energia de comunidades isoladas, as quais podem ser muito baixas ou relativamente altas. Tal metodologia também pode auxiliar no entendimento da expansão da demanda, considerando que consumidores tendem a aumentar a sua demanda uma vez que há disponibilidade de energia em suas regiões.

Sobre o equacionamento das emissões, foi possível comparar resultados utilizando dois softwares diferentes. Ao constatar o equacionamento utilizado por cada um eram similares, apenas a entrada de dados é um pouco diferente. Para o caso com 50 famílias, foram obtidas as emissões apresentadas pela tabela 2, sendo que a pequena diferença das emissões é devido por conta das perdas do processo de conversão de energia, a qual gera mudança no total de geração anual.

Tabela 2 - Emissões para uma demanda considerando 50 famílias.

Emissões	HOMER	LEAP
CO2 - Dióxido de carbono	209.079 kg/ano	196.881 kg/ano
CO - Óxido de Carbono	1.422 kg/ano	1.339 kg/ano
UHC (*Unburned hydrocarbons*)	57,6 kg/ano	54,2 kg/ano
Matéria Particulada	5,7 kg/ano	5,4 kg/ano
SO2 - Dióxido de Enxofre	512 kg/ano	482 kg/ano
NOX - Óxidos de Nitrato	114,0 kg/ano	107,4 kg/ano
Geração anual	219.003 kWh	206.226 kWh

Por fim, para o dimensionamento das baterias, utilizou-se uma metodologia simples, porém com aplicabilidade comercial e para sistemas de pequeno porte. Utilizando como base uma bateria LG RESU13[2], de capacidade de 252 Ah, obtemos a quantidade de baterias dadas pela tabela 3 considerando os três cenários para diferentes autonomias e que o processo de armazenamento tem perdas de 20%.

Tabela 3 - Quantidade de baterias de acordo com a demanda e autonomia.

AUTONOMIA	50 FAMÍLIAS	80 FAMÍLIAS	100 FAMÍLIAS
3 dias	279 baterias	324 baterias	354 baterias
5 dias	465 baterias	540 baterias	590 baterias
7 dias	651 baterias	756 baterias	826 baterias

Ao analisar os resultados da tabela 3, verificamos um grande número de baterias necessárias para atender tanto a demanda quanto a autonomia do sistema. Porém, é possível estimar o impacto ambiental a partir dos resultados obtidos. Primeiramente, considera-se que a emissão de gases de efeito estufa para a fabricação de 1 kWh de bateria de íon lítio é de 61,9 kg CO2e[3] em uma

[2] https://www.solaris-shop.com/blog/lg-chem-resu-battery-the-complete-review/
[3] Dióxido de carbono equivalente (CO2e), usado no cálculo de potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential*).

Avaliação do Ciclo de Vida[4] (CARVALHO, 2021). Para a geração a diesel, tem-se, a partir da tabela 2, a emissão de cerca de 1,95 kg CO2e para produzir 1 kWh. Para o caso com a menor quantidade de baterias, cerca de 208.900 kg CO2e são emitidos na fabricação, enquanto 618.144 kg CO2e são emitidos para o caso com a maior quantidade. Porém, deixam de ser emitidos 4.271.000 kg CO2e pela geração a diesel considerando 10 anos com a geração da tabela 2, dada a vida útil de 10 anos das baterias de íons de lítio. Logo, a substituição do gerador a diesel pela geração renovável de energia e um sistema de baterias contribui com a redução de 85% a 95% da emissão de CO2e considerando apenas a emissão devida à energia produzida pelo diesel por 10 anos, sem contar o processo da produção, transporte, entre outros.

5. CONCLUSÕES

Considerou-se três diferentes metodologias para determinação da demanda baseado no seu uso final: serviços de saúde, escolas e domicílios. Notou-se que a abordagem multicamadas permite uma maior flexibilidade e é menos generalizada. Embora se tenha notado que a quantidade de baterias necessárias para a montagem de uma microrrede isolada possa ser grande, é claro que há ganhos na redução do uso de diesel, tanto na questão das emissões quanto do transporte do combustível (MME, 2021).

Por fim, temos os dados das emissões de poluentes na atmosfera, os quais demonstram que a troca do gerador a diesel por um sistema de geração renovável, tal como painéis fotovoltaicos integrado a um sistema de baterias, se mostra ambientalmente satisfatória, visto uma possível redução da emissão de CO2e em torno de 85% a 95% por kWh produzido pelo gerador a diesel durante 10 anos.

[4] Avaliação do Ciclo de Vida ou ACV é uma metodologia desenvolvida para mensuração dos possíveis impactos ambientais causados como resultado da fabricação e utilização de determinado produto ou serviço até o seu descarte final.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica e Tecnológica (PIBIC) da Unicamp. Este trabalho foi desenvolvido através do programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico PD-00063-3058/2019 - PA3058: “MERGE - Desenvolvimento de Microrredes Eficientes, Confiáveis e Sustentáveis”, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em parceria com as distribuidoras do grupo CPFL Energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVARENGA, C. A. Como Dimensionar Um Gerador Fotovoltaico Com Baterias. Solareng. Disponível em: <https://www.solenerg.com.br/files/Como-dimensionar-um-gerador-fotovoltaico-com-baterias.pdf>. Acesso em 05 maio 2022.

CARVALHO, L. Maria, TEMPORELLI, Andrea, GIRARDI, Pierpaolo. Life Cycle Assessment of Stationary Storage Systems within the Italian Electric Network. Energies, abril 2021.

da SILVA, Luiz C. P., et al. Sustainable Campus Model at the University of Campinas—Brazil: An Integrated Living Lab for Renewable Generation, Electric Mobility, Energy Efficiency, Monitoring and Energy Demand Management. In: Towards Green Campus Operations. Springer, Cham, 2018. p. 457-472.

ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP), World Bank. Beyond Connections Energy Access Redefined: Conceptualization Report. Executive Summary, 2015. Disponível em: <https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/Topics/Energy%20and%20Extract/Beyond_Connections_Energy_Access_Redefined_Exec_ESMAP_2015.pdf>. Acesso em 05 maio 2022.

EUROPEAN COMMISSION, Directorate-General for Research and Innovation. European Smartgrids Technology Platform: vision and strategy for Europe’s

electricity networks of the future. Publications Office, 2006. ISBN 92-79-01414-5, disponível em https://op.europa.eu/s/vPXk. Acesso em 14/02/2022.

LUMINUS. “Quanto gera em energia um gerador à diesel”. Disponível em: <https://www.luminuseletricidade.com.br/quanto-gera-em-energia-um-gerador-a-diesel>. Acesso em 05 maio 2022.

HEAPS, C.G., 2021. LEAP: The Low Emissions Analysis Platform. [Software version: 2020.1.30] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. <https://leap.sei.org>. Acesso em: 10/07/2021

HOMER SOFTWARE. <https://www.homerenergy.com>. Acesso em 05 maio 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Manual Para Atendimento Às Regiões Remotas Dos Sistemas Isolados, 2015. Programa Nacional De Universalização Do Acesso E Uso Da Energia Elétrica (Luz Para Todos).

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2025 - Ciclo 2020, No. EPE-DEE-DEA-NT-001/2021-r0, 07 de maio de 2021, EPE-MME.

OLIVEIRA, HÉRCULES ARAÚJO. Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução Alternativa para Microrredes Isoladas. Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.

ESTUDO DE OTIMIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA PARA O ABASTECIMENTO DE VEÍCULOS PESADOS DE CARGA POR GÁS NATURAL E BIOMETANO NA REGIÃO SUL DO BRASIL

Thiago Luis Felipe Brito[1]; Rafael Luis Sacco[1]; Edmilson Moutinho dos Santos[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Programas governamentais e organizações ambientais consideram em seus cenários de transição energética o uso de combustíveis alternativos mais limpos e sustentáveis para o transporte rodoviário de carga. Dessa forma, o gás natural e o biometano aparecem como protagonistas nesse movimento de transição energética. Entretanto, é reconhecido por essas instituições os desafios logísticos e de infraestrutura para que haja a ampla produção, importação e distribuição destes combustíveis alternativos aos consumidores. Este trabalho tem como objetivo estabelecer um plano de infraestrutura otimizada e eficiente para o abastecimento de veículos pesados de carga por gás natural e biometano nas rodovias da região Sul do Brasil, de forma a encontrar na área de pesquisa operacional o modelo mais indicado para a realização dessa otimização. Verificou-se que o *flow-refueling location model* (FRLM) foi o mais indicado para o caso em estudo.

Palavras-chave: Gás Natural; Biometano; Infraestrutura; Pesquisa operacional.

ABSTRACT

Governmental programs and environmental institutions consider the use of cleaner and more sustainable alternative fuels for road freight transportation in their energy transition scenarios. In this sense, natural gas and biomethane appear as critical solutions for more sustainable transport. However, these institutions recognize the logistical and infrastructure challenges of the vast production, importation, and distribution of these alternative fuels to consumers. This work aims to develop an optimized and efficient infrastructure plan for the

supply of heavy-duty vehicles running on natural gas or biomethane in the southern region of Brazil, finding in the area of operations research the most suitable model. It was found that the flow-refueling location model (FRLM) was the most suitable for the case studied.
Keywords: Natural Gas; Biomethane; Infrastructure; Operational Research.

1. INTRODUÇÃO

O Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 considera em seu planejamento de transição energética o uso de fontes alternativas de combustível para o transporte de carga no país, englobando também a própria diversificação do modo rodoviário em direção a outros modos, como o ferroviário e o hidroviário, por exemplo (EPE, 2020). Entre os combustíveis alternativos para o transporte de carga por meio de rodovias, o PNE 2050 considera em seu horizonte tecnológico a ampliação do uso de Gás Natural Liquefeito (GNL), Gás Natural Veicular (GNV) e o Biometano. Entretanto, o PNE 2050 reconhece os desafios logísticos e de infraestrutura no país para que haja a ampla produção, importação e distribuição destas alternativas tecnológicas aos consumidores (EPE, 2020).

Em 2021, foi instituído o Programa Combustível do Futuro, que visa a garantia do suprimento de combustíveis em todo o território nacional e a proposição de estudos para a ampliação do uso de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono (BRASIL, 2021). Entre os estudos propostos, está a criação de “corredores verdes” para o abastecimento de veículos pesados movidos a biometano, GNL e GNV. O biometano, cujo o conteúdo energético é semelhante ao gás natural, se apresenta como um biocombustível promissor para a oferta energética nacional, incluindo o uso veicular ou a injeção nas malhas de gás natural, conforme abordado no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030 (EPE, 2021) e as especificações estabelecidas pelo Regulamento Técnico ANP N°1/2015 (ANP, 2015).

As vantagens ambientais do gás natural em relação a outros combustíveis, como o diesel e a gasolina, por exemplo, são bem promissoras,

dada a emissão reduzida de gases de efeito estufa e materiais particulados na atmosfera. Diversos autores encaram a disseminação do gás natural veicular como uma alternativa ambientalmente melhor quando comparado com o uso de outros combustíveis fósseis (PASCOLI; FEMIA; LUZZATI, 2001; SEMIN, 2008).

Stocchetti e Volpato (2010) descrevem as oportunidades ambientais e econômicas da ampliação do uso do gás natural como combustível veicular e apontam como um dos principais gargalos a questão da infraestrutura de distribuição. Os autores ainda consideram que o desenvolvimento dessa infraestrutura poderia contribuir com produções locais de biometano, apoiando ainda mais o aumento da oferta deste combustível.

Este artigo tem como objetivo encontrar o modelo de pesquisa operacional que melhor atende a proposta de elaboração de um plano de otimização da infraestrutura de distribuição de gás natural e biometano na região Sul do Brasil para o transporte de carga pesada. Cerca 65% do transporte de cargas no Brasil é realizado por caminhões (CNT, 2016), sendo a maior parte deles com motores à diesel (MARQUES, 2021). Nesse sentido, encontrar um modelo de otimização que possibilite o planejamento da ampliação do uso de gás natural e biometano representaria um ganho ambiental importante para o contexto nacional de transporte de cargas pesadas.

2. METODOLOGIA

Este trabalho consiste em uma análise qualitativa, por meio de pesquisas bibliográficas e exploratórias, que objetiva encontrar na literatura o modelo de pesquisa operacional mais adequado para a otimização da infraestrutura de distribuição de gás natural e biometano para o transporte de carga pesada nas rodovias da região Sul do Brasil.

A pesquisa operacional é uma área do conhecimento onde métodos científicos são desenvolvidos visando analisar sistemas complexos e auxiliar a tomada de decisão. A aplicação dos métodos de pesquisa operacional envolve o entendimento das características de um problema complexo e a abstração dos

aspectos mais relevantes, que serão utilizados como variáveis em um modelo matemático ou de simulação (BITRAN, 2011).

Os métodos de pesquisa operacional abordados neste artigo são: *p-median facility location problem* (P-median); *flow-capturing location model* (FCLM); *flow-refueling location model* (FRLM); e *deviation-flow refueling location model* (DFRLM). Este trabalho não pretende esgotar o debate sobre o método ideal para a resolução da problemática apresentada, mas procurar selecionar, entre esses quatro métodos, o que mais se adequa para a realidade das rodovias da região Sul do Brasil.

3. REVISÃO DA LITERATURA

3.1 *P-median facility location problem* (P-median)

O problema das p-medianas (ou *p-median problem*, em inglês) é caracterizado por realizar a localização de *p* facilidades (ou instalações) em nós de uma rede e designar os clientes ao redor (também presentes em nós) para cada facilidade de atendimento instalada. O objetivo neste caso é minimizar a soma das distâncias (ou custo total) de todo cliente *j* para uma facilidade *i* (ARENALES et al., 2011).

No caso de localização de postos de combustível (facilidades), os clientes que necessitarão ser atendidos serão associados a um peso, que pode ser a distância dos clientes às facilidades, os custos de deslocamento, o tráfego durante as horas de pico, etc. Algumas aplicações desse modelo podem ser encontradas em Chan et al. (2007) e Lin et al. (2008).

3.2 *Flow-capturing location model* (FCLM)

Enquanto modelos P-median consideram que os pontos de demanda estão localizados nos nós, de forma a levar em conta a distância entre os nós e as facilidades, Hodgson (1990) argumentou que, em alguns casos, é necessário considerar a demanda em um formato de fluxo de tráfego (KUBY; LIM, 2005). Alguns exemplos são: lojas de conveniência, postos de gasolina e caixas eletrônicos (HODGSON, 1990).

O modelo considera que uma facilidade em determinado nó “captura” (ou atende) todo o fluxo que passa através desse nó. Dessa forma, o FCLM possui como estrutura duas facetas: (i) o peso do fluxo entre origem e destino e (ii) o caminho percorrido por esse fluxo. O objetivo é localizar as facilidades de forma a atender o maior número de fluxo de tráfego possível (HODGSON, 1990). Uma aplicação desse modelo pode ser encontrada em Hodgson et al. (1996).

3.3 *Flow-refueling location model* (FRLM)

Considerando a localização de postos de abastecimento para o atendimento da demanda em forma de fluxo de tráfego, o modelo FCLM busca atender o maior número desse fluxo. Entretanto, para que um veículo possa ser atendido durante todo um percurso (ou seja, desde sua origem até seu destino), é preciso considerar a sua autonomia, de forma a posicionar um número mínimo de postos de abastecimento para que este veículo possa completar o seu percurso sem que o mesmo fique sem combustível. Nesse sentido, Kuby e Lim (2005) desenvolveram o FRLM, um modelo que considera em sua otimização as combinações de localização de postos de abastecimento necessárias para que os veículos possam ser reabastecidos durante todo o trajeto – verificando, portanto, se os caminhos de origem e destino são viáveis ou não em função da autonomia do veículo.

A função objetivo do FRLM é basicamente a mesma do FCLM. Entretanto, as restrições sofrem uma pequena mudança conceitual: ao invés de haver uma exigência de no mínimo uma facilidade aberta para se considerar a demanda de um percurso atendida, o FRLM irá exigir no mínimo uma combinação de facilidades abertas distribuídas de tal forma que garantam o reabastecimento dos veículos para que a demanda seja atendida (KUBY; LIM, 2005). Algumas aplicações do FRLM podem ser encontradas em Hwang et al. (2015).

Wang e Lin (2009) propõem a otimização de localização de postos para o reabastecimento de veículos nas rodovias de Taiwan. Análises de sensibilidade demonstraram que o número mínimo necessário de facilidades

instaladas decresce conforme cresce a autonomia dos veículos. Os autores concluíram que a autonomia dos veículos é crucial para a redução de custos na localização das facilidades.

Kuby et al. (2017) utilizaram o método FRLM integrado com o *software* de geoprocessamento ArcMap GIS para identificar o posicionamento otimizado de postos de abastecimento de GNL e GNV em rodovias da União Europeia. O objetivo dos autores foi maximizar o atendimento dos fluxos de origem-destino, dado o número de postos de abastecimento a serem localizados e a autonomia dos veículos.

3.4 *Deviation-flow refueling location model* (DFRLM)

Kim e Kuby (2012) aprimoraram o modelo desenvolvido por Kuby e Lim (2005), incluindo na modelagem não apenas a autonomia dos veículos, mas também os possíveis desvios que os motoristas poderiam fazer para reabastecer seus veículos. Esses desvios estariam fora do trajeto mais curto entre origem e destino e, à medida que a distância de desvio cresce, a demanda de fluxo capturada pelas facilidades instaladas diminui.

O DFRLM considera que facilidades próximas aos percursos pré-estabelecidos pelos motoristas também possam servi-los. Kim e Kuby (2012) acreditaram que isso refletiria melhor o comportamento dos motoristas em situações em que a rede de abastecimento é escassa e o desvio necessário até a facilidade é aceitável.

Kim e Kuby (2013) aplicaram o DFRLM em uma rede de rodovias na Flórida e compararam os resultados obtidos com o FRLM. Os autores concluíram que diferenças significativas no posicionamento das facilidades e na quantidade da demanda atendida ocorrem quando há a consideração da possibilidade de desvio do percurso de origem e destino por parte dos motoristas.

4. RESULTADOS

No contexto brasileiro, veículos pesados de carga precisam percorrer longos trajetos entre os pontos de origem e destino. Nesse sentido, é

indispensável que o modelo de otimização considere questões relacionadas com a autonomia dos veículos. Portanto, os modelos P-median e FCLM não contemplam as exigências para a elaboração de um plano de infraestrutura de postos de abastecimento de GNL, GNV e biometano para a frota de veículos pesados na região Sul do Brasil, onde longas distâncias precisam ser percorridas.

Entre os modelos FRLM e DFRLM, ambos poderiam ser utilizados pois consideram em seus modelos a autonomia dos veículos. Como mostrado na literatura, o DFRLM pode, inclusive, encontrar soluções mais otimizadas e com custos mais baixos para o atendimento da demanda. Entretanto, para que seja possível utilizar o DFRLM, dados que indiquem a disposição dos motoristas de desviarem de suas rotas para abastecerem seus veículos precisam ser coletados. Uma alternativa seria fazer um estudo de simulação que trabalhasse diversos cenários dado algumas escolhas de disposição de desvio por parte dos motoristas, sem que fosse preciso realizar um estudo prévio para se avaliar essa disposição com base em dados reais.

O FRLM permite uma análise mais direta sobre a localização otimizada dos postos para reabastecimento de veículos que utilizem combustíveis alternativos nos caminhos de origem-destino. Há também a redução da incerteza nos dados com relação à opinião de motoristas que estariam dispostos a se desviarem dos seus percursos para reabastecerem seus veículos. Tais dados obtidos em entrevistas, por exemplo, podem não se concretizar caso o plano de infraestrutura saia do papel, fazendo com que os motoristas acabem por não adotar as opções de combustíveis alternativos e continuar com seus hábitos atuais justamente para evitar esse desvio de rota. Dessa forma, o FRLM se mostra como uma opção mais conservadora para a proposta deste trabalho.

5. CONCLUSÕES

Este artigo buscou encontrar na literatura o modelo de pesquisa operacional mais indicado para a elaboração de um plano de otimização da infraestrutura de postos de abastecimento de GNL, GNV e biometano na região

Sul do Brasil para o atendimento da demanda de veículos de carga pesada. O FRLM foi o mais indicado para o caso, onde é preciso considerar a autonomia dos veículos devido às longas distâncias que precisam ser percorridas e a dificuldade em se obter dados confiáveis da disposição dos motoristas em desviarem de suas rotas originais para realizar o reabastecimento de seus veículos.

Este artigo não pretende esgotar o debate sobre o modelo mais apropriado, pelo contrário, é preciso avançar ainda mais nos modelos de otimização para que haja uma representação cada vez mais fidedigna da realidade. Uma variável a se considerar em modelos futuros é o relevo ao longo dos trajetos, pois relevos mais íngremes demandarão maior consumo de combustível dos caminhões que relevos mais planos, o que reduzirá a autonomia dos veículos nos trechos de aclive, por exemplo. Outra variável que poderá ser incluída é a velocidade máxima permitida nos diferentes segmentos das rodovias, como regiões de concentração urbana ou reservas ambientais, que também influenciarão na autonomia dos veículos.

Por fim, estudos futuros colocarão em prática a elaboração do plano de otimização da infraestrutura de postos de abastecimento de combustíveis alternativos para carga pesada nas rodovias da região Sul do Brasil, introduzindo dados reais ao FRLM. Dessa forma, pretender-se-á dar segmento aos estudos de viabilidade para os “corredores verdes”, buscando direcionar o transporte de carga pesada no Brasil em direção a um cenário mais sustentável e menos poluente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Resolução ANP nº 8, de 30 de janeiro de 2015. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-8-2015-2020-09-02-versao-compilada?origin=instituicao>. Acesso em: 13 maio. 2022.

ARENALES, M. et al. Pesquisa Operacional para Cursos de Engenharia. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

BITRAN, G. R. Apresentação. In: ARENALES, M. et al. (Eds.). . Pesquisa Operacional para Cursos de Engenharia. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

BRASIL. Resolução CNPE n° 7, de 20 de abril de 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-320067170#:~:text=Resolução nº 7%2C de 20,14 de maio de 2021.&text=Institui o Programa Combustível do,Futuro e dá outras providências.>. Acesso em: 13 maio. 2022.

CHAN, T. Y.; PADMANABHAN, V.; SEETHARAMAN, P. B. An Econometric Model of Location and Pricing in the Gasoline Market. Journal of Marketing Research, v. 44, n. 4, p. 622–635, 16 nov. 2007.

CNT. Custo logístico consome 12,7% do PIB do Brasil. Disponível em: <https://www.cnt.org.br/agencia-cnt/custo-logistico-consome-12-do-pib-do-brasil>. Acesso em: 13 maio. 2022.

EPE. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: [s.n.].

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: [s.n.].

HODGSON, J. M. et al. Applying the flow-capturing location-allocation model to an authentic network: Edmonton, Canada. European Journal of Operational Research, v. 90, n. 3, p. 427–443, maio 1996.

HODGSON, M. J. A Flow-Capturing Location-Allocation Model. Geographical Analysis, v. 22, n. 3, p. 270–279, jul. 1990.

HWANG, S. W.; KWEON, S. J.; VENTURA, J. A. Infrastructure development for alternative fuel vehicles on a highway road system. Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review, v. 77, p. 170–183, maio 2015.

KIM, J.-G.; KUBY, M. The deviation-flow refueling location model for optimizing a network of refueling stations. International Journal of Hydrogen Energy, v. 37, n. 6, p. 5406–5420, mar. 2012.

KIM, J.-G.; KUBY, M. A network transformation heuristic approach for the deviation flow refueling location model. Computers & Operations Research, v. 40,

n. 4, p. 1122–1131, abr. 2013.

KUBY, M.; CAPAR, I.; KIM, J.-G. Efficient and equitable transnational infrastructure planning for natural gas trucking in the European Union. European Journal of Operational Research, v. 257, n. 3, p. 979–991, mar. 2017.

KUBY, M.; LIM, S. The flow-refueling location problem for alternative-fuel vehicles. Socio-Economic Planning Sciences, v. 39, n. 2, p. 125–145, jun. 2005.

LIN, Z. et al. The fuel-travel-back approach to hydrogen station siting. International Journal of Hydrogen Energy, v. 33, n. 12, p. 3096–3101, jun. 2008.

MARQUES, J. Anfavea prevê que 90% dos caminhões e ônibus do Brasil serão a diesel em 2035. Disponível em: <https://diariodotransporte.com.br/2021/08/10/anfavea-preve-que-90-dos-caminhoes-e-onibus-do-brasil-serao-a-diesel-em-2035/>. Acesso em: 13 maio. 2022.

PASCOLI, S. DI; FEMIA, A.; LUZZATI, T. Natural gas, cars and the environment. A (relatively) 'clean' and cheap fuel looking for users. Ecological Economics, v. 38, n. 2, p. 179–189, ago. 2001.

SEMIN, R. A. B. A Technical Review of Compressed Natural Gas as an Alternative Fuel for Internal Combustion Engines. American J. of Engineering and Applied Sciences, v. 1, n. 4, p. 302–311, 2008.

STOCCHETTI, A.; VOLPATO, G. In quest for a sustainable motorisation: the CNG opportunity. International Journal of Automotive Technology and Management, v. 10, n. 1, p. 13–36, 2010.

WANG, Y.-W.; LIN, C.-C. Locating road-vehicle refueling stations. Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review, v. 45, n. 5, p. 821–829, set. 2009.

ESTUDO DE SOLUÇÕES INTEGRADAS DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO ÂMBITO DA TARIFA BRANCA

Aline Rodrigues[1]; Giuliano Arns Rampinelli[1]; Leonardo Elizeire Bremermann[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Catarina*

RESUMO

O aumento da demanda por energia elétrica e combustíveis fósseis causa problemas ambientais, cenário que deve acelerar o processo de transição energética. Os veículos elétricos e os recursos energéticos distribuídos podem ser utilizados como uma solução para um desenvolvimento sustentável. Constata-se que os veículos elétricos funcionam por eletricidade, possuindo um ou mais motores elétricos. Logo, os recursos energéticos distribuídos englobam a geração distribuída, armazenamento de energia e resposta da demanda. A geração distribuída consiste na geração de energia elétrica próxima ou no local de consumo, entre as tecnologias utilizadas estão os sistemas fotovoltaicos. Inclusive, os sistemas fotovoltaicos geram energia elétrica apenas durante o dia. Por outro lado, os inversores com bateria integrada, equipamentos que podem ser utilizados em sistemas fotovoltaicos, são capazes de armazenar e descarregar energia em períodos selecionados. Além disso, os programas de resposta da demanda podem incentivar os consumidores a modificar seus perfis de consumo. A tarifa branca é um programa de resposta da demanda, que possui três postos tarifários, denominados de ponta, intermediário e fora de ponta. Assim, os valores da tarifa branca variam de acordo com as horas de um dia. Outra tarifa é a convencional, que apresenta somente um valor. Neste artigo é proposta a integração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), armazenamento de energia e veículos elétricos como uma maneira de modelar e reduzir o consumo de uma unidade consumidora residencial real, com perfil de curva de carga com picos de demanda à noite, no âmbito da tarifa branca e convencional. Os objetivos são analisar e simular o consumo e faturamento de energia elétrica de uma unidade consumidora atendida em tensão monofásica,

dentro de três cenários. O primeiro cenário representa a unidade consumidora apenas conectada à rede elétrica, com SFCR, como também, com SFCR e com bateria integrada ao inversor com capacidade de 2, 4 e 10 kWh. O segundo cenário, implementa o veículo elétrico como carga, considerando as configurações do primeiro cenário. O terceiro cenário, apresenta o veículo elétrico como a tecnologia veículo para rede, onde o veículo além de carregar e armazenar energia na sua bateria, também pode despachar ou injetar a energia armazenada na rede elétrica. A recarga do veículo elétrico ocorre por 8 horas no decorrer da madrugada e a descarga no período da noite. Ademais, as simulações foram realizadas no programa System Advisor Model desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) dos Estados Unidos da América. Os resultados mostraram para o primeiro e segundo cenário, que independente da configuração proposta, o valor da fatura de energia elétrica é menor no âmbito da tarifa convencional do que com a tarifa branca, com exceção da unidade consumidora apenas conectada à rede e com veículo elétrico do segundo cenário. A configuração da unidade consumidora com SFCR e com a tarifa convencional apresentou o menor valor de fatura, para o primeiro e segundo cenário. No terceiro cenário o faturamento de energia elétrica foi menor com a tarifa branca, consequentemente, com a tecnologia veículo para rede foi possível modelar e reduzir o consumo de energia da rede elétrica. Verifica-se que a tarifa branca se tornou viável, quando o consumo da rede elétrica durante o dia foi maior que a noite.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Armazenamento de Energia; Veículos Elétricos; Tarifa Branca.

ABSTRACT

The increase in demand for electricity and fossil fuels causes environmental problems, a scenario that should accelerate the energy transition process. Electric vehicles and distributed energy resources can be used as a solution for sustainable development. It appears that electric vehicles run on electricity, having one or more electric motors. Thus, distributed energy resources

encompass distributed generation, energy storage and demand response. Distributed generation consists of generating electricity near or at the place of consumption, among the technologies used are photovoltaic systems. In fact, photovoltaic systems generate electricity only during the day. On the other hand, inverters with integrated battery, equipment that can be used in photovoltaic systems, are capable of storing and discharging energy at selected periods. In addition, demand response programs can encourage consumers to modify their consumption profiles. The white tariff is a demand response program, which has three tariff posts, called peak, intermediate and off-peak. Thus, the values of the white tariff vary according to the hours of a day. Another tariff is the conventional one, which has only one value. This article proposes the integration of grid connected-photovoltaic systems (GC-PVS), energy storage and electric vehicles as a way to model and reduce the consumption of a real residential consumer unit, with a load curve profile with demand peaks at night, within the scope of the white and conventional tariff. The objectives are to analyze and simulate the consumption and billing of electric energy of a consumer unit served in single-phase voltage, within three scenarios. The first scenario represents the consumer unit only connected to the electrical grid, with GC-PVS, as well as with GC-PVS and with battery integrated into the inverter with a capacity of 2, 4 and 10 kWh. The second scenario implements the electric vehicle as a load, considering the configurations of the first scenario. The third scenario presents the electric vehicle as vehicle-to-grid technology, where the vehicle, in addition to charging and storing energy in its battery, can also dispatch or inject the stored energy into the electric grid. The electric vehicle is recharged for 8 hours during the dawn and discharged at night. Furthermore, the simulations were performed using the System Advisor Model program developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) of United States of America. The results showed for the first and second scenarios that, regardless of the proposed configuration, the value of the electricity bill is lower under the conventional tariff than with the white tariff, with the exception of the consumer unit only connected to the grid and with an electric vehicle of the second scenario. The configuration of the consumer unit

with GC-PVS and with the conventional tariff presented the lowest invoice value, for the first and second scenarios. In the third scenario, electricity billing was lower with the white tariff, consequently, with the vehicle-to-grid technology, it was possible to model and reduce energy consumption from the electricity grid. It appears that the white tariff became viable, when the consumption of the electricity grid during the day was greater than at night.

Keywords: Distributed Generation; Energy Storage; Electric Vehicles; White Tariff.

1. INTRODUÇÃO

A utilização de recursos energéticos distribuídos e veículos elétricos podem contribuir para um desenvolvimento sustentável. Os recursos energéticos distribuídos (RED) são definidos como tecnologias de geração, e/ou armazenamento de energia elétrica. Os RED abrangem geração distribuída, armazenamento de energia e resposta da demanda (SWECO, 2015). A tecnologia fotovoltaica é uma forma de geração distribuída, como a tarifa branca é uma forma de resposta da demanda. Logo, a tecnologia veículo para rede (V2G) pode ser utilizada em veículos elétricos. A V2G refere-se a um sistema que tem a capacidade de controlar o fluxo bidirecional de energia elétrica entre um veículo elétrico e a rede elétrica (BRIONES *et al*., 2012).

O presente artigo tem como objetivo analisar e simular o consumo e faturamento de energia elétrica de uma residência real no âmbito da tarifa branca e convencional, considerando três cenários. As configurações dos cenários são relacionadas com sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), armazenamento de energia e veículos elétricos.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção apresenta a metodologia utilizada para as análises de consumo e faturamento de energia elétrica de uma unidade consumidora (UC) atendida em tensão monofásica, levando em conta três cenários. O primeiro cenário destaca a UC apenas conectada à rede elétrica, a UC com SFCR e

bateria integrada ao inversor de 2, 4 e 10 kWh. O segundo consiste na inclusão do veículo elétrico como carga no primeiro cenário. Por fim, o terceiro apresenta a integração do veículo elétrico como a tecnologia V2G no primeiro cenário, armazenando energia na bateria e despachando no sistema.

2.1 Curva de Carga

A curva de carga selecionada apresenta picos de consumo no período da noite, para os dias úteis. A Figura 1 (SILVA, 2019) mostra a curva de carga de um dia útil e final de semana.

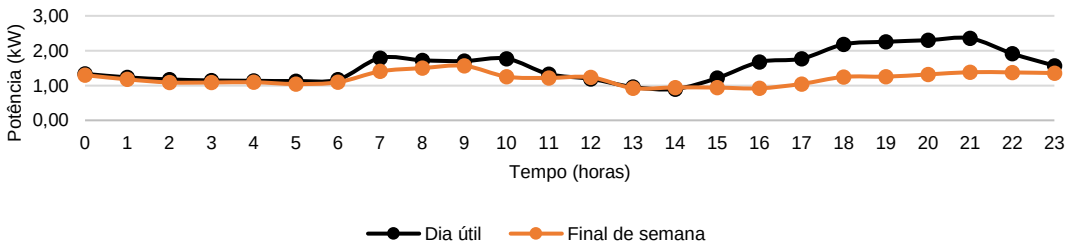


Figura 1 – Curva de carga da unidade consumidora

2.2 Veículo Elétrico

O veículo elétrico selecionado foi o Audi e-tron, que possui capacidade da bateria de 95 kWh (AUDI AG, [201-]). Além disso, o carregador de 2,2 kW foi selecionado para fazer as análises, fornecendo em uma hora de recarga 2,2 kWh e podendo percorrer 10 km.

Logo, para o cenário 3 e 4 foram definidas as estratégias de recarga. A estratégia de recarga adotada para o cenário 3, foi a de carregamento de vale, onde o veículo é carregado nos horários de vale que correspondem aos menores valores de tarifa (BREMERMANN, 2014). O carregamento do veículo ocorre entre as 00:00 e 04:00 horas. Assim, o carregador de 2,2 kW fornece 8,8 kWh de carga, podendo percorrer uma distância de até 40 km.

No cenário 4, a estratégia de recarga escolhida foi a veículo para rede, que compreende em combinar o carregamento da bateria e a injeção de energia

elétrica no sistema, através de um conversor bidirecional (BREMERMANN, 2014). A recarga da bateria ocorre entre as 00:00 e 08:00 horas e a descarga entre as 18:00 e 23:00 horas. Portanto, o carregador de 2,2 kW fornece uma recarga de 17,6 kWh, considerando que o veículo percorre 35 km por dia. Como resultado, o consumo é de 7,7 kWh por dia e a bateria ainda pode descarregar 9,9 kWh por dia para o sistema.

2.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

No dimensionamento do sistema fotovoltaico, a cidade de Florianópolis – SC, desvio azimutal de 0° e inclinação do módulo fotovoltaico de 20° foram utilizados como referência para encontrar a irradiação solar anual (H) de 1785,46 kWh (RADIASOL, 2021). A Equação (1) fornece as horas de sol pleno (HSP).

$$HSP = \frac{H}{G} \tag{1}$$

As HSP representa o número de horas que a irradiância tem de permanecer constante e igual a 1 kW/m². Assim, a irradiância padrão (G) equivale a 1 kW/m² (PINHO; GALDINO, 2014). Finalmente, a potência de pico (P_{FV}) pode ser encontrada pela Equação (2).

$$P_{FV} = \frac{Et - (12 \times D)}{HSP \times TD} \tag{2}$$

Onde, D corresponde à disponibilidade mensal garantida de 30 kWh para sistemas com ligação monofásica. Além disso, Et refere-se ao consumo anual da unidade consumidora e TD a taxa de desempenho de 80 %, para sistemas fotovoltaicos residenciais, bem ventilados e não sombreados nas condições de radiação solar encontradas no Brasil (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4 Simulação

As simulações foram realizadas no programa *System Advisor Model* (SAM), em que a localização selecionada foi a cidade de Florianópolis – SC, com azimute de 0° e inclinação do módulo fotovoltaico de 20°. Aliás, o módulo escolhido foi o da fabricante Canadian Solar e modelo CS6X-340M-FG, com máxima potência de 339,963 Wp. O inversor definido foi o da fabricante Fronius USA e modelo Fronius Primo 8.2-1, com máxima potência de entrada de 8417,25 W e máxima potência de saída de 8200 W.

As capacidades das baterias integradas ao inversor de 2, 4 e 10 kWh foram inseridas no SAM, bem como, o tipo de bateria. Assim, o tipo de bateria selecionada foi a íon de lítio: óxido de níquel, manganês e cobalto. Nos dias úteis o carregamento ocorre apenas pela energia gerada pelo sistema fotovoltaico e o descarregamento nos horários de ponta e intermediário 1 e 2. A bateria não foi configurada nos finais de semana, já que os horários sempre são fora de ponta.

O SAM fornece dados de energia consumida instantaneamente pelo sistema fotovoltaico, energia elétrica injetada na rede, energia para/da bateria, e energia elétrica da rede. Então, para encontrar o faturamento, os valores das tarifas (em R$/kWh) foram multiplicados com esses dados de energia (em kWh) para as 8760 horas, que corresponde a um ano.

2.5 Tarifa Branca e Convencional

Os valores das tarifas de energia da concessionária Centrais Elétricas de Santa Catarina foram utilizados como referência nos cálculos de faturamento de energia elétrica. Assim, de acordo com a resolução homologatória nº 2.921, de 17 de agosto de 2021, para a classe residencial, o valor da tarifa branca na ponta foi de R$ 0,92462/kWh, intermediário de R$ 0,60062/kWh, e fora ponta de R$ 0,45554/kWh. Logo, para a tarifa convencional foi de R$ 0,53224/kWh (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, [201-]).

Para um dia útil, os horários de intermediário 1 da tarifa branca foram das 17:30 às 18:30 horas, ponta das 18:30 às 21:30 horas e intermediário 2 das 21:30 às 22:30 horas. Enquanto, nos finais de semana o horário considerado foi

o fora de ponta. A inclusão de tributos e bandeiras tarifárias não foram considerados no presente artigo (BRASIL, 2020).

3. RESULTADOS

Esta seção mostra os resultados relacionados ao faturamento referente à energia elétrica da rede, à energia injetada na rede, aos créditos de energia, bem como, a fatura de energia elétrica. O primeiro termo, corresponde a energia fornecida pela distribuidora de energia. O segundo, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico que foi injetada na rede elétrica. Além de que, geram-se os créditos de energia quando a quantidade de energia injetada na rede é maior que a energia consumida da rede. Por fim, a fatura de energia indica o valor final pago pelo fornecimento de energia elétrica, em um intervalo definido.

3.1 Primeiro Cenário

O primeiro cenário apresenta as configurações relacionadas a UC, SFCR e bateria de 2, 4 e 10 kWh. A Tabela 1 apresenta os valores do faturamento médio mensal referente à energia elétrica, à energia injetada e aos créditos de energia no âmbito da tarifa branca (TB) e tarifa convencional (TC).

Tabela 1 – Faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede, energia injetada e aos créditos de energia do primeiro cenário

Faturamento	Tarifa	UC	UC com SFCR	UC com SFCR e 2 kWh	UC com SFCR e 4 kWh	UC com SFCR e 10 kWh
Energia da Rede	**TC**	R$ 560,16	R$ 351,95	R$ 334,62	R$ 317,91	R$ 266,79
	TB	R$ 561,99	R$ 382,76	R$ 364,10	R$ 340,49	R$ 253,86
Energia Injetada	**TC**	-	R$ 355,13	R$ 334,81	R$ 316,06	R$ 260,16
	TB	-	R$ 303,95	R$ 286,56	R$ 270,51	R$ 222,67
Créditos de energia	**TC**	-	R$ 37,38	R$ 36,03	R$ 34,81	R$ 32,37
	TB	-	R$ 0,45	R$ 0,86	R$ 2,81	R$ 18,16

A Tabela 1 mostra que para todas as configurações, com exceção da UC com SFCR e bateria de 10 kWh, os valores do faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede apresentam valores menores no âmbito da

tarifa convencional. Contudo, os valores do faturamento médio mensal referente à energia injetada e aos créditos de energia são maiores no âmbito da tarifa convencional. Os créditos possuem validade de 60 meses e podem ser compensados nos meses subsequentes. A Tabela 2 apresenta os valores médio mensal da fatura de energia elétrica.

Tabela 2 – Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do primeiro cenário

Valor Médio Mensal da Fatura de Energia Elétrica					
Tarifa	**UC**	**UC com SFCR**	**UC com SFCR e 2 kWh**	**UC com SFCR e 4 kWh**	**UC com SFCR e 10 kWh**
TC	R$ 560,16	R$ 43,44	R$ 44,91	R$ 45,64	R$ 47,83
TB	R$ 561,99	R$ 82,80	R$ 82,41	R$ 77,85	R$ 56,73
Opção	TC	TC	TC	TC	TC

Para todas as configurações, a tarifa convencional trouxe mais economia na fatura de energia elétrica do que a tarifa branca.

3.2 Segundo Cenário

Neste cenário foi considerado o veículo elétrico (VE) como uma carga, onde a recarga da bateria ocorre das 00:00 às 04:00 horas. Os valores do faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede e à energia injetada do segundo cenário

Faturamento	**Tarifa**	**UC**	**UC com SFCR**	**UC com SFCR e 2 kWh**	**UC com SFCR e 4 kWh**	**UC com SFCR e 10 kWh**
Energia da Rede	**TC**	R$ 702,63	R$ 494,41	R$ 477,08	R$ 460,37	R$ 409,26
	TB	R$ 683,84	R$ 504,61	R$ 485,95	R$ 462,34	R$ 375,71
Energia Injetada	**TC**	-	R$ 355,13	R$ 334,81	R$ 316,06	R$ 260,16
	TB	-	R$ 303,95	R$ 286,56	R$ 270,51	R$ 222,67

O faturamento referente à energia elétrica da rede, para todas as configurações é menor com a tarifa convencional. Entretanto, para a configuração UC, e UC com SFCR e bateria de 10 kWh é menor com a tarifa branca. Para todas as configurações, o valor do faturamento referente à energia injetada é maior com a tarifa convencional. Nesse cenário, não há geração de créditos de energia. A Tabela 4, apresenta o valor da fatura de energia elétrica.

Tabela 4 – Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do segundo cenário

Valor Médio Mensal da Fatura de Energia Elétrica					
Tarifa	**UC**	**UC com SFCR**	**UC com SFCR e 2 kWh**	**UC com SFCR e 4 kWh**	**UC com SFCR e 10 kWh**
TC	R$ 702,63	R$ 139,28	R$ 142,28	R$ 144,32	R$ 149,10
TB	R$ 683,84	R$ 200,65	R$ 199,39	R$ 191,82	R$ 153,04
Opção	TB	TC	TC	TC	TC

A UC apenas conectada à rede apresenta o valor da fatura de energia elétrica 3 % menor no âmbito da tarifa branca do que da convencional. Para as configurações UC com SFCR, UC com SFCR e bateria de 2, 4 e 10 kWh, o valor da fatura de energia foi menor no âmbito da tarifa convencional, com cerca de 31 %, 29 %, 25 % e 3 % menor, respectivamente, comparado com a tarifa branca.

O valor da fatura de energia elétrica aumenta com a capacidade da bateria no âmbito da tarifa convencional, porque na conversão de energia elétrica em energia química existem perdas de energia. É possível observar essa característica, devido a tarifa convencional apresentar apenas um valor de tarifa.

3.3 Terceiro Cenário

No terceiro cenário o veículo elétrico atua como a tecnologia V2G, utilizando a bateria para armazenar e descarregar energia. Dessa forma, a energia proveniente da rede elétrica carrega a bateria do veículo por 8 horas durante a madrugada e o descarregamento ocorre durante a noite. A Tabela 5 indica os valores do faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede, à energia injetada e aos créditos de energia.

Tabela 5 – Faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede e à energia injetada do terceiro cenário

Faturamento	Tarifa	UC	UC com SFCR	UC com SFCR e 2 kWh	UC com SFCR e 4 kWh	UC com SFCR e 10 kWh
Energia da Rede	**TC**	R$ 701,47	R$ 494,20	R$ 480,19	R$ 478,84	R$ 476,85
	TB	R$ 600,59	R$ 428,86	R$ 414,96	R$ 413,54	R$ 410,20
Energia Injetada	**TC**	R$ 16,81	R$ 372,73	R$ 355,72	R$ 352,33	R$ 345,56
	TB	R$ 76,56	R$ 319,47	R$ 306,82	R$ 312,97	R$ 348,42

Para todas as configurações, os valores do faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede são menores no âmbito da tarifa branca. Para as configurações UC apenas conectada à rede, e UC com SFCR e bateria de 10 kWh o valor do faturamento da energia injetada é maior com a tarifa branca, para as outras configurações é maior com a tarifa convencional. Além disso, apenas a configuração da UC com SFCR e bateria de 10 kWh no âmbito da tarifa branca gerou créditos de energia, cerca de R$ 5,58. A Tabela 6 apresenta o valor médio mensal da fatura de energia elétrica.

Tabela 6 – Valor médio mensal da fatura de energia elétrica do terceiro cenário

Valor Médio Mensal da Fatura de Energia Elétrica					
Tarifa	**UC**	**UC com SFCR**	**UC com SFCR e 2 kWh**	**UC com SFCR e 4 kWh**	**UC com SFCR e 10 kWh**
TC	R$ 684,66	R$ 121,47	R$ 124,47	R$ 126,51	R$ 131,29
TB	R$ 524,03	R$ 109,40	R$ 108,14	R$ 101,24	R$ 74,00
Opção	TB	TB	TB	TB	TB

Os valores da fatura de energia elétrica foram menores no âmbito da tarifa branca, para todas as configurações.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse artigo apresentou um estudo sobre recursos energéticos distribuídos e veículos elétricos. Assim, foram analisados o consumo e

faturamento de uma unidade consumidora no âmbito da tarifa branca e convencional, considerando três cenários. O primeiro cenário consiste na UC apenas conectada à rede elétrica, com SFCR, com SFCR e bateria de 2, 4 e 10 kWh. O segundo, considera a adição do veículo elétrico como carga no primeiro cenário. Logo, o terceiro cenário, destaca a inclusão do veículo elétrico como a tecnologia V2G, que a sua bateria armazena e despacha energia no sistema.

Para o dia útil, a curva de carga selecionada, apresenta picos a noite, horários em que os valores da tarifa branca são mais altos, resultando em sua inviabilidade para o primeiro cenário. Somente no terceiro cenário a tarifa branca foi viável para todas as configurações, em razão da bateria do veículo elétrico ser capaz de modelar o pico de consumo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AUDI AG. E-tron, [201-]. Disponível em: <https://www.audi.com.br/dam/nemo/br/pdfs/e-tron/Q_A%20E-tron%20final.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Postos tarifários, 2020.

BREMERMANN, L. E.. Impact evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply, Tese de Doutorado, Curso de Faculty Of Engineering, University Of Porto, Porto, 2014.

BRIONES, A. *et al*.. Vehicle-to-grid (V2G) power flow regulations and building codes review by the AVTA, 2012.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. Tarifas e taxas de energia, [201-]. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>. Acesso em: 22 out. 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A.. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel-crecesb, 2014.

RADIASOL, 2021. Laboratório de energia solar – LABSOL, 2021. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/>. Acesso em: 16 jun. 2021.

SILVA, G. M. da. Análise de impactos elétricos gerados pela penetração de veículos elétricos nas redes de distribuição de baixa tensão, Dissertação de Mestrado, Curso de Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2019.

SWECO, 2015. Study on the effective integration of distributed energy resources for providing flexibility to the electricity system, 2015.

ESTUDO DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA NA UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO CAMPUS CUIABÁ

Aleph Mikael Bispo Dantas Moura[1]; Alexandry Cruz Nogueira[1]; Camila dos Anjos Fantin[1]; Fabrício Parra Santilio[1]

[1]*Universidade Federal de Mato Grosso*

RESUMO

O presente artigo apresenta uma análise realizada pelo grupo de pesquisa GEPASE (Grupo de Pesquisa de Análise de Sistemas de Energia), e tem como objetivo um estudo de viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico na Universidade Federal de Mato Grosso Campus Cuiabá estendendo esta análise para 4 cenários de potência de geração, sendo eles A (25%), B (50%), C (75%) e D (100%). O estudo tem como base análises realizadas sobre os demasiados gastos com energia na Universidade Federal de Mato Grosso, bem como cálculos para as condições técnicas da instalação da usina fotovoltaica no campus. O objetivo é abrir o diálogo perante a possibilidade de economia, da mesma forma que incentivar o perfil ecológico diante ao cenário mundial de desenvolvimento tecnológico e parceiro do meio ambiente. Em conclusão, fica evidente a viabilidade e possibilidade de economia que a instalação de uma usina fotovoltaica pode proporcionar ao campus bem como a melhoria do seu perfil ecológico de consumo de energia elétrica.

Palavras-chave: Energia solar, Geração distribuída, Viabilidade de instalação.

ABSTRACT

This article presents an analysis made by the research group GEPASE (Energy Systems Analysis Research Group), which aims to study the technical and financial viability for the installation of a photovoltaic power system in the University of Mato Grosso, Cuiaba Campus, through the consideration of 4 scenarios of generation power: A (25%), B (50%), C (75%), and D (100%). The

study is built upon previous analysis made about the campus energy spending as well as calculations regarding technical conditions for the installation of a photovoltaic power system on campus. The primary goal is to open a discussion about financial economy, and at the same time, encourage ecological measures in the face of the global scenario of technological development and sustainability. In conclusion, it is evident that the feasibility and economic viability of such installation can provide to the campus its electrical energy consumption and improve its ecological profile.

Keywords: Solar Energy, Distributed Generation, Installation feasibility.

1. INTRODUÇÃO

A demanda anual de eletricidade no mundo tem aumentado constantemente e conta ainda em sua matriz energética com diversas fontes de geração ainda poluentes ao meio ambiente (Global Energy Review, 2019) – (Renewables, 2021), bem como o Brasil que possui em sua matriz energética algumas fontes ainda poluentes e danosas ao meio ambiente visto as taxas de emissão de CO2, sendo essas responsáveis por uma parte da matriz elétrica brasileira (Renewables, 2021) - (EPE, 2019).

Haja vista este cenário, torna-se crescente a intensa busca por fontes alternativas e sustentáveis de geração de energia elétrica limpa no país e no mundo, como a energia solar fotovoltaica. As projeções positivas de crescimento e da popularização do uso desta tecnologia (Cassa, Caio V L, 2020) – (Bezerra, Francisco Diniz, 2021), dão-se através de fatores como o baixo risco de dano ambiental e ao baixo período de retorno sobre o valor de investimento (Haas, Günther, 2020), que desta forma, promovem o estudo e futuras pesquisas com os objetivos de inovação tecnológica e economia e assim intensificam a sustentabilidade na geração de energia elétrica.

Cuiabá, cidade onde se localiza o Campus utilizado como estudo neste artigo, possui altas taxas de irradiação solar na maior parte do ano, que garantem um excelente potencial solar para a geração fotovoltaica (Magalhães, Natália Amorim, 2019) – (Magalhães, Natália Amorim, 2020), o que garante seu 1º lugar

no ranking nacional de geração solar no primeiro semestre de 2021 (Absolar, 2021).

Este estudo utiliza dados disponibilizados por empresas locais, e banco de dados como (INMET, 2021) os quais foram trabalhados no The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) para obtenção das simulações, sendo então possível realizar a análise dos diferentes cenários, possibilitando assim alcançar resultados mais próximos da realidade (J. Tello-Maita, 2019). Para a etapa do estudo econômico, serão utilizadas ferramentas matemáticas amplamente aplicadas em análises financeiras, como a análise de Payback Simples, Valor Presente Líquido-VPL e a Taxa Interna de Retorno-TIR, que juntas possibilitarão averiguar a viabilidade econômica do projeto de instalação do sistema fotovoltaico (Santos, Fabrício Almeida, 2016) - (Lata, Daniel Ribeiro, 2021).

Em virtude disso, com o intuído de programar medidas sustentáveis e tecnológicas este artigo, apresenta um estudo de viabilidade técnica e econômica da instalação de uma usina fotovoltaica na Universidade Federal do Mato Grosso (UFMT) campus Cuiabá em 4 cenários distintos, A (25%) B (50%) C (75%) e D (100%) de GD para o Campus referentes a uma fatura mensal de consumo próximo aos 1.1MW. Apresentando assim, através das ferramentas financeiras e simulações realizadas, os impactos da instalação referente à economia e modernização da UFMT Campus Cuiabá – MT.

2. METODOLOGIA

A unidade consumidora referida, a Universidade Federal de Mato Grosso, consta em sua fatura modelo um consumo médio próximo dos 1.100.000 KWh por mês, sendo esse então o valor de potência de geração esperado para que se alcance o cenário D (100%), em sequência os demais cenários C, B e A foram calculados também de forma proporcional referentes à fatura modelo.

Estes diferentes cenários foram elaborados para que se pudesse encontrar um ideal próximo entre economia e a possibilidade da instalação no Campus da Universidade, visto o custo do investimento, buscando a viabilidade

da aquisição e instalação do sistema fotovoltaico (Marchioro, Alison Fernando, 2018), como também analisar os fatores de irradiação e perdas por sombreamento dos módulos solares utilizados, como (Santos, Juan Carlos A, 2020).

Em primeiro plano buscou-se calcular, com base na fatura modelo, todo o consumo da Universidade, na sequência foi utilizado um orçamento executado por uma empresa local para o cenário D (100%) de modo que fosse utilizado como parâmetro dos cálculos para as demais proporções de GD Em segundo plano foi implementado o uso do software de simulação OpenDSS, acrescentando a ele o número de módulos fotovoltaicos bem como o consumo da Universidade.

Após isto, foram adicionadas nas simulações as variantes de sombreamento e irradiação da base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2021), que proporcionou maior precisão aos cálculos, visto que a cidade conta com altos índices de queimadas e incêndios florestais em determinados períodos do ano, que podem interferir diretamente na eficiência da geração dos módulos (Santos, Juan Carlos A, 2020).

2.1 Investimento para cada cenário

A quantia de placas solares e inversores para cada um dos cenários, bem como a potência de trabalho e modelo de cada um deles, foram determinados a partir do cálculo de abatimento da potência demandada pela Universidade. O modelo dos módulos fotovoltaicos escolhidos foram os da marca BYD de 335Wp e os inversores foram da marca SMA de 150kW.

Os valores dos demais cenários em Tab.1 usam como parâmetro o cenário D (100%), que foi obtido a partir do orçamento de empresas de energia solar local, para os demais cenários os valores foram aproximados de forma proporcional.

Tabela 1 - Investimento por cenário

Cenários	Investimento	Quantidade de placas	Quantidade de inversores
A (25%)	R$6.495.000,00	6081	12
B (50%)	R$12.999.00,00	12161	21
C (75%)	R$19.485.000,00	18242	32
D (100%)	R$25.980.000,00	24322	42

3. IRRADIAÇÃO LOCAL CUIABÁ

Os dados utilizados de irradiação e sombreamento proporcionaram às simulações uma maior aproximação da realidade para este estudo, haja vista que a base de medições se encontra na cidade de Cuiabá-MT, local onde este estudo foi realizado.

Os valores obtidos em (INMET, 2021), coletaram diariamente a média de irradiação do local, já com os fatores de sombreamento, a partir disso esses valores foram integrados ao software OpenDSS para que em seguida fossem realizadas as simulações com maior precisão.

3.1 Fatores de sombreamento local

Como sabemos, os sistemas solares fotovoltaicos geram eletricidade com base na quantidade de luz solar recebida, logo, quando quaisquer objetos, arvores, poeira e até mesmo nuvens muito densas projetam sombras na célula fotovoltaica a geração de energia pode ser reduzida em até 75% (Santos, Juan Carlos A, 2020).

Em consequência disto, este problema afeta diretamente a vida útil dos módulos pois quando sombreada, a área do módulo em questão atua como um resistor, fazendo com que a eletricidade gerada seja dissipada na forma de calor, deste modo podendo danificar as células fotovoltaicas ao longo prazo.

Ademais, após questionar empresas locais referente às características do sombreamento na cidade de Cuiabá-MT, elas afirmaram que é comum que o sombreamento por fumaça e fuligem de incêndios e queimadas influenciem

diretamente em até 8% de perda e poeira acumulada em até 20% de perda na geração diária de energia fotovoltaica.

3.2 Geração fotovoltaica mensal

Os dados de irradiação mensal para o ano de 2019 foram gerados através do software OpenDSS e com os dados coletados de (Santos, Juan Carlos A, 2020) já contendo variáveis de sombreamento. Com isso, foi feito uma média de irradiação para cada mês do ano de 2019, dispostos em Fig. 1.

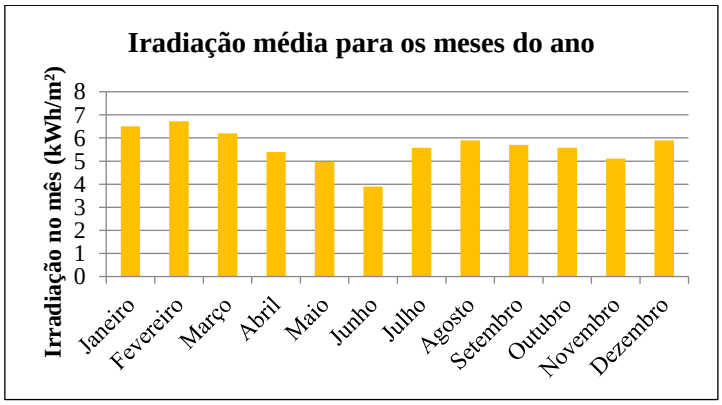


Figura 1 – Curva de irradiação média para meses do ano de 2019

4. SIMULAÇÕES DE GERAÇÃO POR CENÁRIOS

Para as simulações de geração em cada cenário foram ignorados os quesitos de cargas da Universidade, visto que nesta etapa importam somente os valores de geração dos cenários.

Dispondo o sistema de distribuição de energia da Universidade junto das curvas de irradiação e sombreamento como também os dados técnicos de cada cenário incorporados ao software OpenDSS, foi possível iniciar as simulações de geração dos cenários. Os dados foram gerados de modo diário e posteriormente transpassados para resultados mensais e anuais respectivamente, de forma a se manter o modelo de análise. Nas Fig. 2-5 são apresentadas as curvas de geração para os cenários A (25%), B (50%), C (75%) e D (100%) respectivamente.

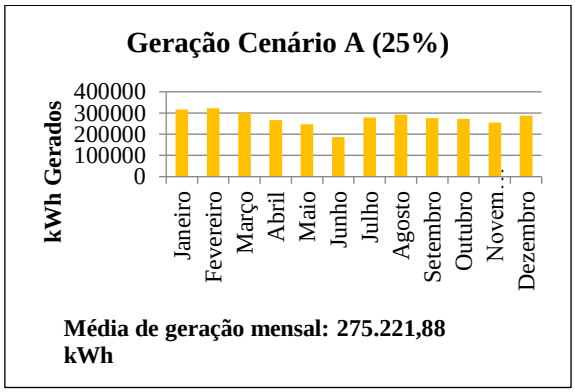


Figura 2 – Curva de geração A (25%)

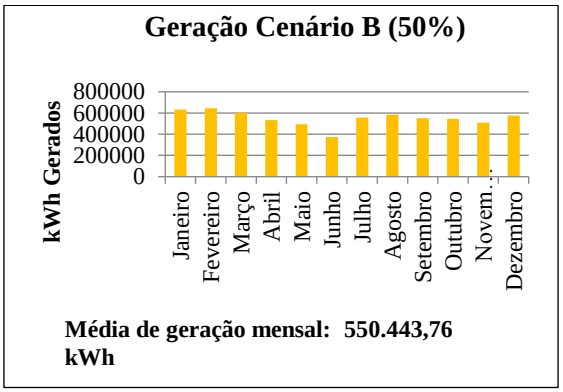


Figura 3 – Curva de geração B (50%)

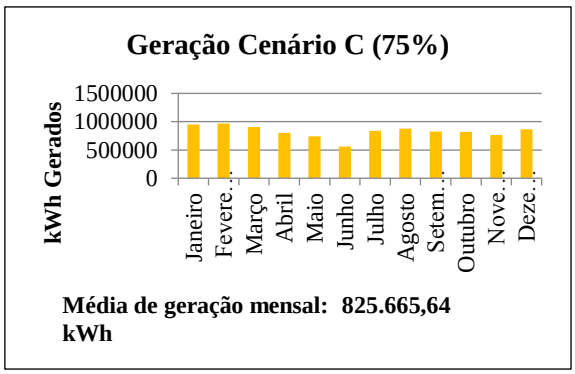


Figura 4 – Curva de geração C (75%)

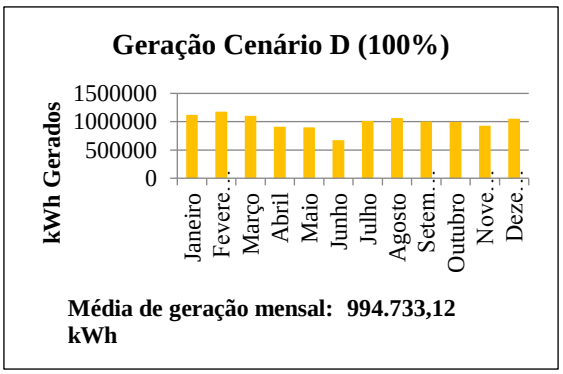


Figura 5 – Curva de geração D (100%)

5. CÁLCULO DA VIABILIDADE DO PROJETO

Para o cálculo da viabilidade do projeto utilizaremos ferramentas como o payback simples, o Valor Presente Líquido-VPL e a Taxa Interna de Retorno-TIR, como em (Santos, Fabrício Almeida, 2016) - (Lata, Daniel Ribeiro, 2021), sendo que o payback simples é o tempo necessário para recuperar o custo do investimento, considerando somente o valor investido sem considerar a variação do valor do dinheiro no tempo. Ou seja, ele representa o período de recuperação do investimento, isto é o período em que a receita acumulada passa a ser igual o valor do investimento inicial.

O VPL é mais uma das ferramentas utilizadas para a análise de viabilidade de um projeto que tem como propósito medir o lucro deste, de forma a comparar o valor do investimento inicial com uma aplicação segura e de baixo risco.

Já a TIR é caracterizada por ser uma ferramenta comumente empregada para análises de viabilidade de um projeto, sendo então aplicada afim de verificar se a taxa de retorno do projeto é melhor que outros investimentos quando comparada a uma taxa geralmente estabelecida por investimentos conservadores no mercado como o Tesouro Direto.

5.1 Análise de viabilidade para o cenário D (100%)

Nesta etapa, com o objetivo de se analisar o payback do projeto, é necessário apresentar uma tabela que demonstre a depreciação do valor investido pelo valor economizado nas faturas de energia ao longo do período estabelecido de 10 anos, este período se dá por conta da garantia estabelecida pelo fabricante da eficiência dos módulos e vida útil dos inversores utilizados no sistema. Vale lembrar que o valor de investimento deve-se incluir o custo do projeto de R$25.980.000,00 e também o de custo de operação e manutenção-OEM ao longo de 10 anos de R$2.598.000,00 sendo então um total de R$28.578.000,00.

O fluxo de caixa foi estabelecido de acordo com os valores de entrada e saída de caixa, levando em consideração o valor pago em média nas faturas da universidade no decorrer de um ano subtraindo a potência não descontada pela geração da usina solar.

Tabela 2 - Fluxo de caixa e payback

	Valor do Investimento	Fluxo de caixa	Payback
Ano 0	R$28.578.000		
Ano 1		R$ 12.Mi	-R$ 16.578
Ano 2		R$ 12.Mi	-R$ 4.578
Ano 3		R$ 12.Mi	R$ 7.422
Ano 4		R$ 12.Mi	R$ 19.422
Ano 5		R$ 12.Mi	R$ 31.422
Ano 6		R$ 12.Mi	R$ 43.422
Ano 7		R$ 12.Mi	R$ 55.422
Ano 8		R$ 12.Mi	R$ 67.422
Ano 9		R$ 12.Mi	R$ 79.422
Ano 10		R$ 12.Mi	R$ 91.422

De acordo com os dados da tabela, nota-se que o retorno do investimento do projeto será alcançado no 3º ano, logo os próximos fluxos de caixa, após esse ano, serão de lucro de forma que ao fim do período de 10 anos o lucro será de R$91.422.000,00.

Entretanto, a análise do Payback somente não basta pois não leva em consideração a variação do valor do dinheiro no decorrer do período do investimento. Para isso, o cálculo do VPL e da TIR possibilitam a análise de condições de viabilidade do projeto, sendo este:

$$VPL = -CF_{\circ} + \Sigma \frac{CFj}{(1+i)^{n}} \qquad (1)$$

Em Eq. (1), o fluxo de caixa inicial (-CFo) está representando o investimento inicial do projeto, sendo negativo por este motivo, em sequência o somatório dos fluxos de caixa (CFj), descontado pelo período do investimento até a linha do período zero. Mediante a isto, o VPL poderá ser dado pelo investimento inicial de R$28.578.000,00 mais a somatória de fluxo de caixa descontado pela taxa de 7,36%, como em (Santos, Fabrício Almeida, 2016), por 10 períodos. Havendo feito o cálculo, o (VPL) atingiu o valor de R$54.320.114,00 categorizando-o então como positivo.

Em sequência, para a obtenção da TIR, deve-se seguir a Eq. (2), onde (CF) é o fluxo de caixa e n é o período do movimento de fluxo de caixa:

$$CF_{\circ}\,\Sigma \frac{CFn}{(1+TIR)^{n}} = 0 \qquad (2)$$

Deste modo, obtém-se que o fluxo de caixa inicial será de R$28.578.000,00 seguido pelo fluxo de caixa de entrada de R$12.000.000,00 durante 10 períodos. O valor da TIR obtido foi de 41%, sendo maior que a taxa de atratividade do investimento estabelecido previamente, representando que o projeto foi aprovado para a análise de viabilidade econômica.

5.2 Análise de viabilidade para os todos os cenários

Nesta etapa são apresentados na Tab. 3 os resultados dos cálculos de viabilidade para todos os cenários.

Tabela 3 - Análise de viabilidade dos cenários

	Payback	VPL	TIR
Cenário A	3º Ano	R$13.580.028	41%
Cenário B	3º Ano	R$27.150.157	41%
Cenário C	3º Ano	R$40.740.086	41%
Cenário D	3º Ano	R$54.320.114	41%

Após esta etapa concluída junto dos cálculos de viabilidade, percebe-se que todos os cenários são viáveis economicamente devido à alta taxa de retorno e ao fluxo de caixa médio estabelecido para a análise.

6. CONCLUSÕES

Muito ainda se discute quanto a viabilidade da instalação de sistemas de geração de energia fotovoltaica devido ao elevado custo de investimento inicial, assim como o tempo de retorno do valor investido. Para acompanhar o retorno financeiro, constatou-se necessária a análise completa das variáveis que envolvem o investimento a longo prazo.

Neste estudo foram realizadas análises de viabilidade sobre a aquisição e implantação de uma usina fotovoltaica para o Universidade Federal De Mato Grosso-UFMT Campus Cuiabá simultaneamente para 4 possíveis cenários de abatimento de consumo levando em consideração variáveis como irradiação e sombreamento local ao longo de 1 ano. Para as análises foram utilizados simuladores como o OPENDSS e ferramentas de análise financeiras como Payback Simples, VPL e TIR que juntos proporcionaram uma maior aproximação da realidade, trazendo então maior segurança e confiabilidade para futuros investimentos e estudos.

Os indicadores utilizados demonstraram que o investimento obteve um tempo de retorno financeiro abaixo da média dos sistemas fotovoltaicos do mercado, que se encontram numa média acima de 4 anos. Desta forma, podemos concluir que apesar de seu alto custo de aquisição, a implantação do sistema fotovoltaico para o Campus é bastante viável e lucrativa, visto seu tempo de Payback Simples e os resultados de VPL e TIR, como também, a implementação do projeto proporciona uma possibilidade de modernização ao campus e ainda uma maior sustentabilidade referente à sua geração e consumo de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. “Energia solar fotovoltaica no Brasil”, jun. 2021.

Bezerra, Francisco Diniz. Energia Solar. Crescimento da Energia Solar, Fortaleza-CE, ano 2021, v. 6, ed. 6, p. 1-14, 2021.

Cassa, Caio V L; Rodrigues, Gabriel C; Peixoto, Victor D S Peixoto; Bernini, Denise S D Bernin. “Análise da expansão da energia solar fotovoltaica no brasil”, [s. l.], ano 2020, p. 1-21, 2020.

Coutinho, Fernando Jubran. “Uso de energia fotovoltaica em edificação – Vantagens e desvantagens em relação a energia elétrica convencional”. TFC (Bacharelado em Engenheiria Civil) - UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, 2019.

EPE. “Matriz energética e elétrica”, Jun 2019.

Haas, Günther. “Avaliação do custo-benefício de um sistema fotovoltaico instalado em uma residência”. Orientador: Miguel Aloysio Sattler. 2020. 84 p. TFC (Bacharelado em Engenharia Civil) - UFRS, Porto Alegre - RS, 2020.

IEA (2020), Global Energy Review 2019, IEA, Paris.

INMET, “Banco de dados meteorológicos do INMET”.

J. Tello-Maita, A. Marulanda and A. Pavas, "Simulation of Modern Distribution Systems Using Matlab and OpenDSS," 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference -

Living the energy Transition (FISE/CIGRE), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984949.

Lata, Daniel Ribeiro.” Viabilidade econômica na implantação de energia fotovoltaica: estudo de caso na UFGD”. Orientador: Prof. Rafael Martins Noriller. 2019. 24 p. TFC (Bacharel em Ciências Contábeis) - UFGD, Dourado-MS, 2019.

Magalhães, Natália AMORIM. “Análise do potencial de utilização de energia solar para a área urbana da cidade de Cuiabá – MT”. 2020. 76 p. Tese (Pós-graduação em Física Ambiental) - UFMT, Cuiabá-MT, 2020.

Marchioro, Alison Fernando; Dahmer, Rodrigo Diogo; Souza, Rosiel Camargo. Congresso Brasileiro de Energia Solar. “Metodologia para análise da viabilidade técnica econômica para geração de energia fotovoltaica”, Gramado-RS, ano 2018, ed. 7, p. 1-8, 2018.

REN21. Renewables 2021 Global Status Report.

Santos, Fabrício Almeida; Souza, Carlos Alberto; Dalfior, Vanda A. O. “Energia Solar: um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em Ipatinga-MG”, XIII SEGET, ano 2016, ed. 13, p. 1-14, 2016.

Santos, Juan Carlos A; Migliano, Antônio Carlos C. “Estudo do sombreamento e intempéries para melhor aproveitamento e eficiência energética dos painéis fotovoltaico”, São Paulo- SP, ano 2020, v. 9, n. 5, p. 1-59, 2020.

ESTUDO DO IMPACTO DE GERAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL POR MEIO DA ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS

Raquel Aita[1]; Daniel Henrique Marco Detzel[1]; Marcelo Bessa[1]

[1]*Universidade Federal do Paraná*

RESUMO

O despacho hidrotérmico das usinas do Sistema Interligado Nacional é influenciado por uma imensa quantidade de parâmetros e variáveis. Visando otimizar a geração, frequentemente questiona-se quais usinas mais impactam o resultado, e quais as consequências causadas por determinadas simplificações do problema. Propondo a Análise de Componentes Principais como metodologia de estudo, este trabalho busca mensurar o peso de cada usina hidrelétrica (UHE) com capacidade de regularização intramensal, acrescidas de UHE Itaipu e UHE Belo Monte, na geração hidrelétrica otimizada resultante do Modelo LYNX. A aplicação do método obteve uma explicação de cerca de 90% da variância total pelas cinco primeiras componentes principais. Notavelmente, o contraste entre a análise feita sem as UHEs Belo Monte e Itaipu com a que estão inclusas ressalta o impacto que possuem frente as outras usinas do sistema. Ao final, foi possível concluir que as UHEs Belo Monte, Tucuruí e Itaipu apresentaram os maiores impactos na variância da geração final, nesta ordem.

Palavras-chave: Planejamento energético; Análise de Componentes Principais; Geração hidrelétrica; Despacho hidrotérmico.

ABSTRACT

The hydrothermal dispatch of power plants in the Brazilian National Interconnected System is affected by an immense number of parameters and variables. Aiming to optimize the energy generation, it is often questioned which hydropower plants impact the result the most, and what are the consequences triggered by certain simplifications of the problem. Proposing the Principal

Component Analysis as method of research, this study seeks to measure the weight of each hydroelectric power plant (HPP) with intra-monthly regularization capacity, plus Itaipu HPP and Belo Monte HPP, in the optimized hydroelectric generation resulting from the LYNX Model. The method estimated that about 90% of the total variance is explained by the first five principal components. Notably, the contrast between the analysis done without Belo Monte and Itaipu with the one that they are included highlights their impact against the other hydropower plants in the system. In the end, it was possible to conclude that the Belo Monte, Tucuruí and Itaipu HPPs had the greatest impacts on the final generation variance, in that order.

Keywords: Energy planning; Principal Component Analysis; Hydroelectric generation; Hydrothermal dispatch.

1. INTRODUÇÃO

O planejamento energético a nível nacional é objeto de pesquisa e estudo há décadas, devido à grande complexidade inerente ao problema em número de variáveis significativas, tamanho e diversidade do parque hidrelétrico brasileiro. Uma vez que as usinas hidrelétricas (UHEs) são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma questão é repetidamente trazida à tona: como assegurar o atendimento da demanda, minimizando os custos do processo?

Assim, uma das alternativas na busca pela resposta é a simplificação do problema por meio da redução da dimensionalidade. Historicamente, esta foi uma opção muito utilizada, motivada por dois pontos: primeiro, a limitação computacional de processamento dos computadores; segundo, complementarmente ao ponto anterior, a inexistência de métodos que permitam a resolução do problema de forma analítica. Até hoje, o ONS resolve o despacho hidrotérmico brasileiro por meio de uma simplificação do parque de usinas hidrelétricas como reservatórios equivalentes, cada um acumulando informações de um dos subsistemas brasileiros (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte). (ONS, 2022).

Contudo, a proposta da simplificação do sistema também traz seus problemas. Além dos erros inerentes às hipóteses, há também a dúvida sobre o que priorizar na otimização. Uma vez que a previsão de vazões é incerta para horizontes de médio e longo termo (DETZEL et al, 2016), é impossível desvincular um dado despacho a um risco de desabastecimento, ou, analogamente, a um custo de operação. O tópico ganha cada vez mais importância conforme o tempo passa, pois sabe-se que a demanda tem crescido drasticamente nos últimos anos, sem um crescimento correspondente da capacidade de regularização do sistema (BERTONE et al, 2019; FALCETTA, 2015). Assim, questiona-se: qual deve ser a priorização dentro das usinas existentes no parque brasileiro?

Este estudo se insere nesta problemática e tem por objetivo identificar quais UHEs são responsáveis pela maior parcela da variância na energia hidroelétrica gerada no sistema, isto é, aquelas com a maior capacidade de impacto na variabilidade do desempenho do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, propõe-se o uso da Análise de Componentes Principais (PCA) sobre o conjunto de geração hidrelétrica composto por usinas com reservatório de regularização, dentro do horizonte de planejamento do sistema de 60 meses à frente. Com o fim de retirar a influência das decisões operativas e manter apenas o impacto das características invariantes do problema, estas são removidas do resultado do modelo de otimização LYNX.

A apresentação do estudo se divide então em quatro partes, sendo esta introdução a primeira delas. A segunda seção apresenta os materiais e métodos utilizados na análise, descrevendo brevemente o modelo LYNX e a proposta de estudo do trabalho. Os resultados obtidos para os casos aferidos são discutidos na sequência, e, por fim, apresentam-se as considerações finais do trabalho, onde também se propõe refinamentos ao estudo.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para realizar o estudo proposto, este trabalho utiliza a saída de Geração Hidrelétrica (GH) otimizada do Modelo LYNX como dado de entrada na análise, feita por meio da Análise de Componentes Principais (PCA).

2.1 Modelo LYNX

O LYNX é um modelo de otimização do despacho hidrotérmico aplicado a usinas individualizadas e que considera uma abordagem estocástica não linear implícita. A função objetivo está estruturada de modo a minimizar os custos de geração térmica e eventuais déficits de energia para diferentes níveis de risco. Séries sintéticas de vazões afluentes às UHEs são geradas por meio de um modelo multivariado autorregressivo de médias móveis contemporâneo, com subsequente amostragem não equiprovável para a redução da dimensão do problema. (INSTITUTOS LACTEC, 2019).

No presente estudo, o LYNX considera 200 cenários sintéticos e risco de desabastecimento mínimo, sendo também configurado para otimizar o despacho hidrotérmico considerando séries históricas organizadas em janelas móveis de 60 meses de duração.

A escolha do uso da GH otimizada no lugar da GH histórica das usinas do sistema se dá em busca da eliminação da influência do operador, tornando assim a análise subsequente baseada puramente nos aspectos físicos e hidrológicos das UHEs, e não das decisões tomadas em sua operação.

2.2 Análise de Componentes Principais (PCA)

A PCA é um método estatístico multivariado que data de 1901, elaborado por Karl Pearson. Sua proposta é buscar, dentro de uma coleção de variáveis em análise, quais explicam a maior parcela da variação do conjunto como um todo. Para o problema deste trabalho, especificamente, investiga-se quais UHEs causam maior impacto na produção otimizada do SIN.

Manly (2019) aponta que o método possui maiores chances de apresentar resultados satisfatórios quando as variáveis de entrada estão

altamente correlacionadas, o que se sabe ser o caso da análise em questão. Assim, considera-se o seguinte problema: seja o conjunto de dados em análise composto pela geração hidrelétrica (GH) otimizada das usinas em estudo – $GH_1, GH_2, \dots, GH_n$ – ao longo de 60 meses. A interpretação de tal resultado é complexa, pois envolve a análise de n séries diferentes, uma para cada UHE. Estatisticamente, pode-se dizer que, devido ao fato de a matriz de covariância não ser esparsa, isto é, dos dados estarem correlacionados entre si, há informações em redundância, o que complica a mensuração da importância de cada uma das séries frente às demais.

Baseando-se então na teoria da Álgebra Linear, o método se propõe a reescrever o sistema analisado, apresentando não mais as GHs por usina, e sim por combinações entre elas. Essas novas séries, por sua vez, permitem uma interpretação mais direta do conjunto. Coloquialmente, pode-se dizer que a ACP muda o ponto de vista do problema, simplificando a visualização dos resultados.

A formalização do método se dá da seguinte forma: dada a matriz de covariância (C), calculada para as n séries de GH, correspondentes a cada uma das UHEs e ordenadas em coluna na matriz A, fatora-se:

$$C = PDP^T$$

onde a matriz P, construída por meio dos autovetores de C, dispostos em coluna, permite reescrever os dados iniciais como:

$$B = AP$$

As colunas de B são chamadas de Componentes Principais (CPs), e estão associadas aos valores da diagonal da matriz D, que são as variâncias relativas a cada umas das CPs. Sendo esta uma decomposição por autovetores, as colunas de B não estão mais correlacionadas entre si, visto que a nova matriz de covariância (D) é diagonal e concentra as variâncias máximas possíveis,

assim otimizando a análise a um menor número de componentes (STRANG, 2005).

Portanto, a proposta do método é realizar o descarte de parte das novas variáveis, visto que uma pequena parcela delas já concentra a maior parte da variância do conjunto. A escolha da quantidade de variáveis a se manter foi feita com a análise do *scree plot* da PCA.

Contudo, um problema pode surgir ao realizar a troca do sistema de referência do conjunto. Suas GHs, anteriormente associadas apenas à uma usina, são combinadas entre si, de forma que cada CP e variância está associada à várias usinas simultaneamente. Desta forma, uma grande variância expressa pela primeira CP não equivale diretamente à uma das variáveis originais em estudo. Todavia, notavelmente para este caso, foi possível identificar as usinas de maior impacto através da interpretação direta dos vetores obtidos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados foram obtidos em duas etapas: na primeira, aplicou-se a PCA no conjunto de GHs das usinas com capacidade de regularização, e, posteriormente, acrescentou-se UHE Belo Monte e UHE Itaipu ao caso anterior. Desta forma, pretende-se mensurar o impacto destas na variância total e a diferença de interpretação quando desconsideradas da análise. Ambas as aferições foram realizadas com o mesmo deck de resultados do LYNX, e implementadas na linguagem de programação Python. Ressalta-se que é particularmente importante que o estudo seja feito nesta ordem (com a retirada das usinas a fio d'água após a otimização do sistema), pois, caso contrário, a GH otimizada não seria verossímil frente ao parque real de UHEs. A investigação foi então realizada repetidamente com os resultados da otimização de cada um dos 200 cenários sintéticos.

A determinação do número de CPs a serem descartadas indica que, em geral, as 5 primeiras acumulam em torno de 90% da variância do conjunto. Este número foi então padronizado para todas as análises. A Figura 1 apresenta um

dos *scree plots* obtidos, que mostra um decaimento mais suave a partir da quinta componente.

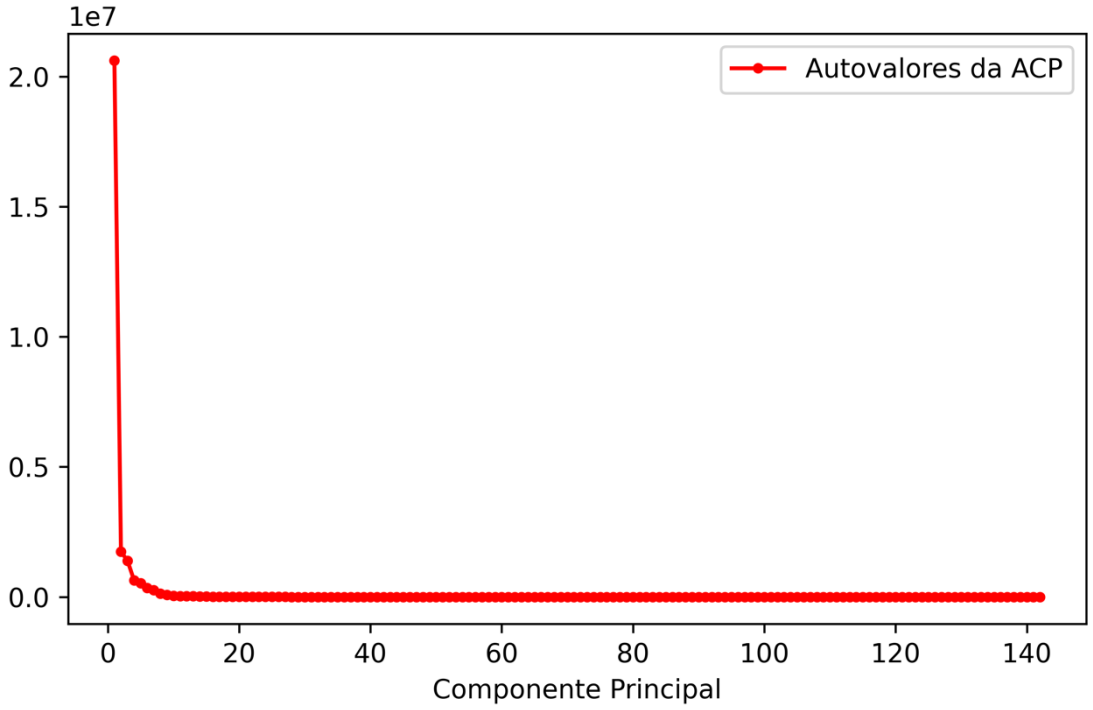


Figura 1 – *Scree plot* da Análise de Componentes Principais para um dos cenários analisados

O resultado da PCA aplicada a um dos cenários sintéticos é apresentado na Figura 2. Neste gráfico de barras acumulado, são exibidos o peso de cada UHE com reservatório de acumulação em cada uma das cinco primeiras CPs. A legenda mostra a magnitude relativa de cada uma destas em termos de porcentagem da variância total do conjunto. O mesmo resultado foi obtido para os outros 199 casos, que apresentaram forma e valores semelhantes. As medidas no eixo x foram omitidas por questão de clareza, visto que tais números não possuem significado quando visto individualmente, ao invés de forma comparativa.

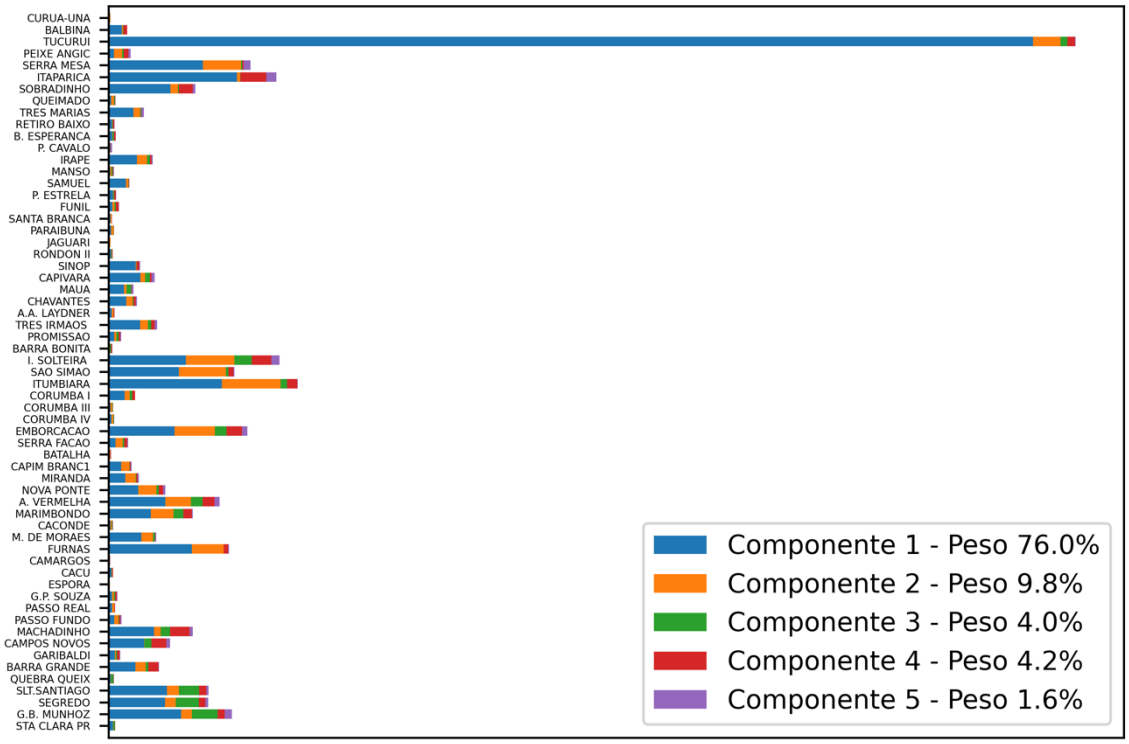


Figura 2 – Impacto de cada UHEs com reservatório na variância total do conjunto analisado

A figura deve ser interpretada da seguinte forma: a componente de GH que acumula 76% da variância do conjunto é resultado de uma combinação ponderada entre todas as usinas, sendo exibida em cada barra a magnitude da contribuição de cada UHE. Esse valor também foi ponderado pelo peso de cada CP. O mesmo pode ser interpretado para cada uma das outras quatro componentes. Por fim, o tamanho total da barra pode ser então compreendido como um estimador do impacto de uma usina em relação as outras. Ressalta-se, contudo, que esta soma deve ser considerada cautelosamente, uma vez que agrega coeficientes ponderados relativos a componentes distintas.

Com a introdução da UHE Belo Monte e UHE Itaipu, a comparação entre o gráfico anterior e o apresentado na Figura 3 permite observar o efeito causado pela retirada destas na consideração global. O peso da UHE Belo Monte ultrapassa o da UHE Tucuruí, ainda que esta apareça com relativa magnitude na maior CP. A UHE Itaipu também apresenta contribuição, porém inferior as duas supracitadas. As outras usinas, por sua vez, contribuem com um peso menor

que o anterior. Notoriamente, a UHE Tucuruí é responsável por grande parte da variação no sistema em ambas as considerações.

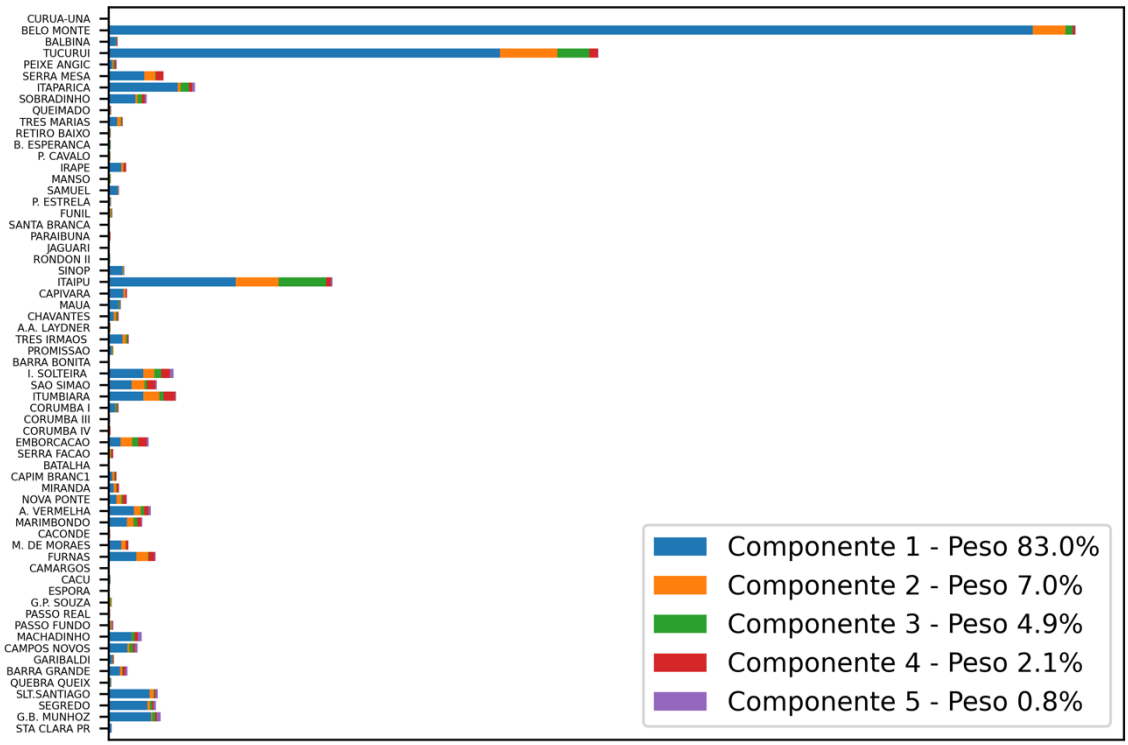


Figura 3 – Impacto de cada UHEs com reservatório (+ UHE Belo Monte e UHE Itaipu) na variância total do conjunto analisado

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O problema do despacho envolve, invariavelmente, modelos de otimização e hipóteses simplificadoras em sua resolução. Particularmente, processo de otimização agrega as características físicas e hidrológicas de cada usina do parque para a tomada de decisão. A aplicação do método no resultado permitiu mensurar o impacto de cada UHE nesta que é a solução ótima. Desta forma, as variáveis que influenciam o desempenho de uma usina são agregadas ao resultado, o que permitiu revelar o peso de cada usina como combinação destes fatores, e não separadamente por sua capacidade de geração, acumulação ou hidrologia.

Assim, observou-se que UHE Belo Monte e UHE Tucuruí acumulam boa parte da variância do sistema, sendo estratégicas ao operador. Mesmo não possuindo reservatório de acumulação, Belo Monte e Itaipu agregam boa parcela de variabilidade ao sistema, visto que a cascata de usinas à montante age em função delas, resultado da otimização do Modelo LYNX considerando-se reservatórios descentralizados.

Estudos em andamento buscam explorar características em comum nas usinas que apareceram com destaque na componente de maior peso. A análise também será aplicada na investigação da variância sazonal da energia gerada por empreendimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BERTONE, A. C.; BUENO, M. L.; KEPPEN, R. P.; DETZEL, D. H. M. Accumulation and run-of-the-river hydropower plants: a case study of the Brazilian hydroenergetic system. In: Proceedings of the 38th IAHR World Congress. Panamá City, 2019.

DETZEL, D. H. M.; MEDEIROS, L.; OENING, A. P.; MARCILIO, D. C.; TOSHIOKA, F. Acerca da quantidade de simulações estocásticas de vazão no contexto do planejamento energético. In: Revista Brasileira de Energia v.22.2 (2016), pp. 21–32.

FALCETTA, F. A. M. Evolução da capacidade de regularização do Sistema Elétrico Brasileiro. 2015. 65 p. Dissertação (mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental. 2015.

INSTITUTOS LACTEC. Projeto PD 6491-0307/2013 - Projeto LYNX - Otimização em larga escala aplicada ao despacho hidrotérmico brasileiro: modelos hierárquicos de operação e planejamento em médio e curto prazos com

integração de energia e potência: Relatório Técnico ANUAL - Dez/2017 - Nov/2018. Curitiba: 2019.

MANLY, B. F. J.; ALBERTO, J. A. N. Métodos estatísticos multivariados: uma introdução. 4 ed. Porto Alegre: Bookman, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). O que é o ONS? Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons. Acesso em: 5 jun. 2022.

STRANG, G. Linear algebra and its applications. 4th ed. Cengage Learning, 2005.

ESTUDO DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NO BRASIL

Ivan Felipe Silva Santos[1]; João Lucas Seixas de Siqueira Almeida[1]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]; Regina Mambeli Barros[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

A diversificação da matriz energética, por meio da inserção de energias renováveis, é uma necessidade atual em muitos países que procuram mais segurança na disponibilidade de energia. Além disso, o desenvolvimento de uma matriz renovável colabora com a mitigação das emissões de gases do efeito estufa. Sendo assim, para que novos investimentos em fontes renováveis possam surgir, faz-se necessário estimativas prévias de potencial e de viabilidade econômica que tragam ao empreendedor mais segurança na hora de investir e forneçam subsídios ao planejamento energético nacional. Sendo, portanto, necessário o conhecimento de estimativas de custos dessas fontes. Dessa forma, o presente trabalho objetivou construir uma análise de custos para três tipos de fonte de energia elétrica: a hidráulica, a fotovoltaica e a eólica. Para isso foram utilizados dados de empreendimentos contratados em leilões em operação no Brasil, por meio de análises de médias e desvios padrões e a construção de equações de correlação entre custos e potências. Os resultados demonstram que as estimativas de custos obtiveram bons resultados de correlação. A fonte hidrelétrica foi aquela com maiores patamares de custo unitário e maior variabilidade dos custos identificados, devido à grande gama de arranjos que um projeto hidrelétrico pode possuir. As análises aqui realizadas podem ser aperfeiçoadas com a criação de novas categorias seguindo as

singularidades de cada fonte e por meio do uso de novas metodologias no estudo dos dados de custo aqui levantados.
Palavras-chave: Energias renováveis, custos de investimento e estimativas de custos.

ABSTRACT

The diversification of the energy matrix, through the insertion of renewable energies, is a current need in many countries that seek more security in the availability of energy. In addition, the development of a renewable matrix collaborates with the mitigation of greenhouse gas emissions. Therefore, for new investments in renewable sources, it is necessary to make prior estimates of potential and economic viability that provide the entrepreneur more security when investing and provide subsidies for national energy planning. Therefore, knowledge of cost estimates from these sources is necessary. Thus, the present work aimed to build a cost analysis for three types of electrical energy source: hydraulic, photovoltaic and wind. For this, data from projects contracted in auctions in operation in Brazil were used, through analysis of means and standard deviations and the construction of correlation equations between costs and powers. The results demonstrate that the cost estimates obtained good correlation results. The hydroelectric source was the one with the highest unit cost levels and the greatest variability of identified costs, due to the wide range of arrangements that a hydroelectric project can have. The analyzes performed here can be improved with the creation of new categories following the singularities of each source and through the use of new methodologies in the study of the cost data collected here.

Keywords: Renewable energies, investment costs and cost estimates.

1. INTRODUÇÃO

A energia é uma das principais fontes de desenvolvimento da vida moderna. A procura por fontes de energia para as necessidades de crescimento e manutenção das atividades econômicas é uma das questões-chave do desenvolvimento da nossa civilização (DMITRIEV, 2013). À medida que os países buscam reduzir as emissões de gases de efeito estufa associadas à geração de eletricidade, as fontes renováveis ganham cada vez mais destaque (CERGIBOZAN, 2021).

No Brasil, tem-se um elevado destaque para a capacidade instalada das fontes de geração renovável na matriz elétrica. A capacidade instalada das usinas hidrelétricas representa cerca de 64,1% da matriz. O crescimento das plantas de geração fotovoltaica também tem sido relevante e atingiram 1,5% da capacidade instalada. Além disso, as fontes eólicas e biomassa representam cerca de 9% cada (BIG, 2020). Apesar disso, o Balanço Energético Nacional aponta que a participação das renováveis na matriz elétrica brasileira, mesmo com o destaque de crescimento fotovoltaico e redução de derivados de petróleo, teve uma queda de 0,3% de 2018 a 2019. As razões observadas são o recuo de importação de hidroeletricidade e consequente diminuição percentual desta oferta, e aumento da geração via gás natural para lidar com a variabilidade das renováveis (BEN, 2020). Em anos de escassez hídrica também é comum que a participação das renováveis seja diminuída, devido a maior geração térmica para compensação da queda na geração das hidrelétricas.

O custo e os benefícios econômicos são fatores limitantes ao desenvolvimento de novos projetos de energias renováveis. O custo de um projeto de energia deve ser estimado a fim de se conduzir uma avaliação preliminar de viabilidade econômica, antes de sua construção. Isso permite que o investidor tenha algum grau de segurança sobre as finanças do empreendimento para realizar o investimento requerido, mesmo que o custo real da usina só seja obtido após a sua efetiva instalação (TIAGO FILHO ET AL., 2017). Diversos autores têm se esmerado em obter equações para estimativa de fontes renováveis no Brasil nos últimos anos, usando diferentes metodologias

(SANTOS et al., 2014; SANTOS et al., 2015a; SANTOS et al., 2015b; TIAGO FILHO et al., 2017). Devido as mudanças ocorridas no grau de desenvolvimento dessas fontes e do cenário econômico Brasileiro ao longo dos anos, algumas dessas equações precisam de atualização para que possam ser utilizadas de modo adequado em novos trabalhos.

Neste contexto, estudos que considerem custos de fontes renováveis se tornam relevantes. O presente estudo objetiva analisar os custos de fontes renováveis no Brasil, investigando possíveis correlações entre custos e potências de projetos de energias renováveis no Brasil de três importantes fontes renováveis no Brasil, a saber, PCHs, solar e eólica. As análises foram construídas usando dados de custos de implantação de usinas de geração de energia do já referido banco de dados de leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

2. METODOLOGIA

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em seu sítio virtual, por meio da Secretaria Executiva de Leilões – SEL, pela plataforma Microsoft BI, na aba ‘Dados por Empreendimentos’, fornece uma base de dados sobre alguns empreendimentos de eletricidade contratados por leilões no Brasil. Entre as informações disponíveis sobre cada empreendimento estão os dados de localidade, energia vendida, preço, deságio entre outras. Para este trabalho, utilizaram-se os dados de potência e investimento atualizado para empreendimentos em estado de operação (ANEEL, 2020).

Três fontes de energia foram consideradas: fonte hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica. A base de dados analisada conta com um total de 127 empreendimentos de energia hidráulica, 101 de energia fotovoltaica e cerca de 600 de energia eólica. Desta última, foram considerados apenas 200 empreendimentos. Tais dados tratam de empreendimentos de todo o país,

independente da época em que fora realizado o leilão e independente da capacidade instalada.

De posse desses dados, correlações entre as grandezas de custo de investimento (R$) e custo unitário (R$/kW) x potência (kW) foram investigadas. As correlações foram construídas com auxílio do comando para geração de linhas de tendência no software Microsoft Excel®. A qualidade das correlações foi investigada pelo coeficiente de determinação (R^2) das mesmas. Parâmetros básicos de estatística, como média e desvio padrão, das potências e custos unitários também foram usados na análise.

3. RESULTADOS

3.1. Análise das potências dos empreendimentos selecionados

A Tabela 1 faz menção aos valores relacionados à média de potência dos empreendimentos por fonte, bem como o desvio padrão, a fim de determinar qual a fonte possui o maior patamar de potência, além da maior variabilidade. Por essa Tabela, é possível notar que há uma distância muito grande entre o valor da média da fonte hidráulica e as demais fontes, que por sua vez ficam muito próximas. A fonte hidráulica possui não apenas o maior patamar de potência no país, como também a maior variabilidade, já que o seu desvio padrão representa 468% da média, ou seja, ele é cerca de 4,5x maior, configurando uma variabilidade altíssima da potência entre os empreendimentos de fonte hidráulica. A segunda maior variação nas potências foi verificada na fonte eólica, e por último, vem a fonte fotovoltaica.

Tabela 1 – Média e desvio padrão da potência dos empreendimentos por fonte

Custos unitários	Hidráulica	Fotovoltaica	Eólica
Média [kW]	232.102	29.436	41.900
Desvio Padrão [kW]	1.086.116	7.256	150.134

3.2. Análise estatística dos custos unitários

Após o levantamento dos dados na plataforma da ANEEL, pode-se seguir com a obtenção e análise dos resultados. A Tabela 2 demonstra os valores calculados de média e desvio padrão referentes ao custo unitário do conjunto total de empreendimentos levantados, separados por tipo de fonte. As medidas estão em unidade de reais por quilowatt [R$/kW].

Tabela 2 – Média e desvio padrão do custo unitário por fonte

Custos unitários	Hidráulica	Fotovoltaica	Eólica
Média [R$/kW]	6.682,38	6.265,34	5.821,49
Desvio Padrão [R$/kW]	2.374,01	1.260,29	1.569,76

Com estes indicadores, é possível observar que, em média, os valores do custo unitário são bem próximos para todas as fontes, variando dentro de uma faixa que vai de aproximadamente R$ 5.800,00 até R$ 7.000,00 por kW. Sendo que, entre as alternativas avaliadas, as hidrelétricas apresentaram o maior patamar de custo unitário. Entre as outras fontes, a eólica apresenta custos unitários menores que a fotovoltaica, devido ao fato de ser mais difundida e com tecnologia mais consolidada no país.

Levando-se em consideração o desvio padrão com relação à média em termos de porcentagem, tem-se que, na fonte hidráulica, o valor do desvio padrão do custo unitário é de aproximadamente 36% o valor da média do custo unitário. Na fonte eólica esse parâmetro é igual a 27% e 20% na fotovoltaica. Tais resultados demonstram a elevada variabilidade dos custos de hidrelétrica entre os diferentes projetos.

A justificativa para isso é o fato de que a tipologia e a forma de construção de empreendimentos hidrelétricos variam bastante caso a caso. A própria divisão das hidrelétricas já é um indicativo disso, dado que são divididas em função da potência: Centrais geradoras hidrelétricas (CGHs – potência menor que 5 MW); Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs – para potências entre 5 e 30 MW) e Usinas hidrelétricas (UHEs – para Potências maiores que 30 MW).

Mais um fator de influência nessa variabilidade dos custos é a elevada heterogeneidade da queda entre os projetos, que depende da topografia do local de instalação da usina. Quanto maior a altura de queda da usina, menor o custo, pois serão necessárias turbinas menores para o aproveitamento energético. O contrário ocorre quando há pouca queda e maior preponderância da vazão, onde são necessárias turbinas maiores, e, portanto, maiores investimentos. Um último item a ser citado, é a distinção dos empreendimentos quanto à necessidade ou não de realocação de pessoas, a depender da região e do tamanho da área a ser alagada, o que ocorre com mais frequência em UHEs do que em PCHs.

Na Tabela 3 são demonstrados os limites inferior e superior dos custos unitários de cada fonte. Por esta observa-se mais uma vez a elevada variabilidade nos custos de fonte hidráulica, dado que obteve tanto o menor quanto o maior valor de custo unitário entre os empreendimentos avaliados.

Tabela 3 – Limites inferior e superior do custo unitário [R$/kW] por fonte

Custos unitários	Hidráulica	Fotovoltaica	Eólica
Limite Inferior [R$/kW]	1.029,05	4.767,02	2.479,07
Limite Superior [R$/kW]	15.966,88	8.866,22	9.879,43

3.3. Correlações entre custo e potência

As Figuras 1 e 2 apresentam a dispersão do conjunto de valores de potência [kW] por investimento [R$] dos empreendimentos de natureza hidráulica, com o objetivo de estimar o investimento para implantação de uma usina com base na potência do empreendimento. Para diminuir os efeitos da já citada maior variabilidade dos custos de usinas hidrelétricas, a correlação construída pelos gráficos foi dividida em duas categorias: as de empreendimentos com potência menor ou igual a 30 MW e os superiores a 30 MW, já que os custos de uma PCH e de uma UHE, como já citado, são bem distintos.

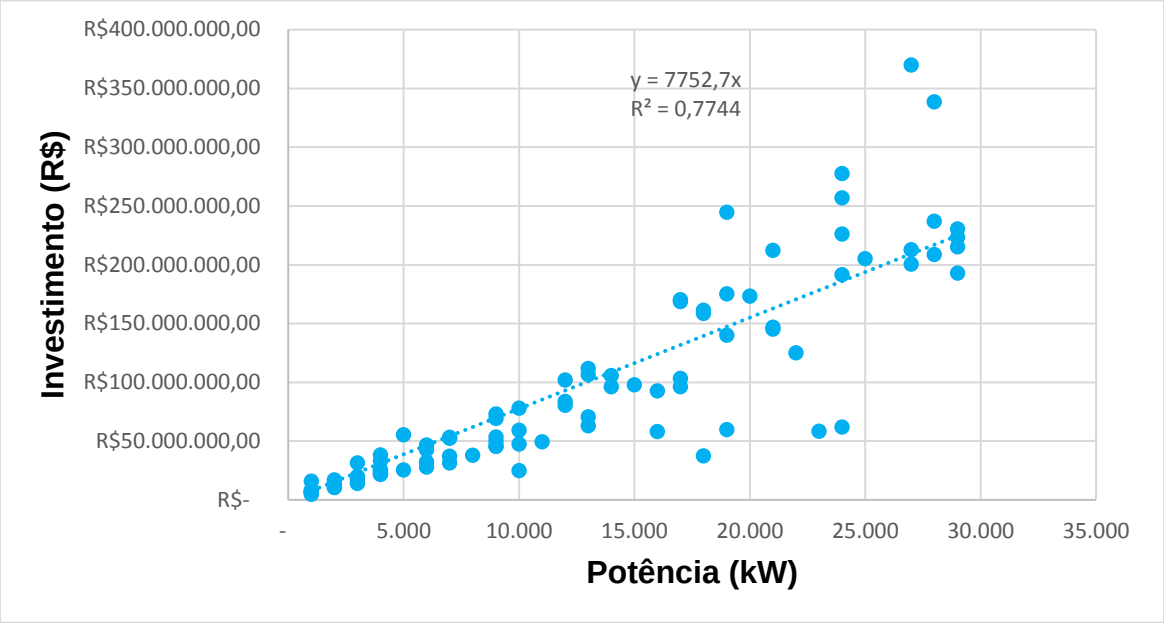


Figura 1 – Gráfico de Potência [kW] *versus* Investimento [R$] para fonte hidráulica até 30.000 kW

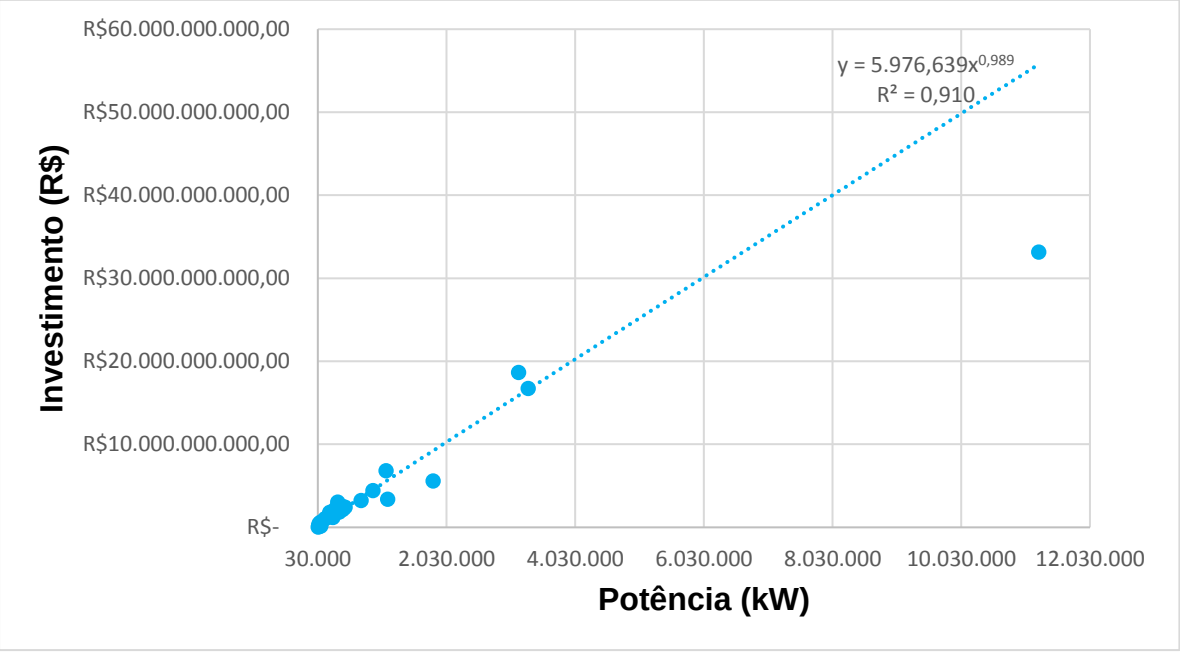


Figura 2 – Gráfico de Potência [kW] *versus* Investimento [R$] para fonte hidráulica superior a 30.000 kW

Como pode-se observar na Figura 1, os empreendimentos de PCHs são mais homogêneos em termos de investimento, a níveis de potência, que vão até 10.000 kW ou até mesmo 15.000 kW. A níveis maiores, começam a dispersar verticalmente. Na Figura 2, para as UHEs, observa-se uma grande concentração de empreendimentos próximos nos valores mais baixos de potência e um afastamento da linha de tendência nas usinas de grande potência.

Já a Figura 3 trata das mesmas informações, porém para a fonte fotovoltaica. Nesse caso, observa-se que uma grande quantidade das usinas levantadas possui como potência o valor de 30 MW e um valor de investimento variável nesta faixa. Como efeito disto, temos uma linha vertical formada acima do valor de potência citado e que atrapalha a correlação construída para essa fonte.

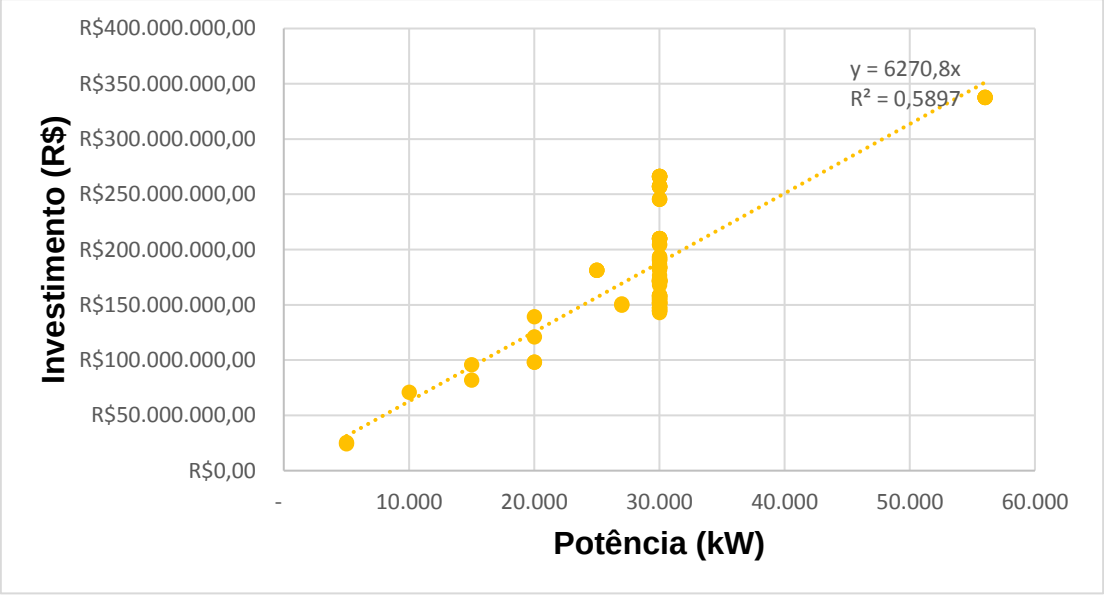


Figura 3 – Gráfico de Potência [kW] *versus* Investimento [R$] para fonte fotovoltaica

Os investimentos na faixa de potência de 30 MW variam de aproximadamente R$ 143.000.000,00 até o valor aproximado de R$ 266.000.000,00. Esse Fato pode ser explicado pela particularidade de cada projeto, como a região em que foi construído, necessidade ou não de aquisição

da área, negociação, tipologia da usina entre outros fatores. A maior parte destes empreendimentos estão nos estados da Bahia, Piauí e Minas Gerais. E justamente neste segundo estado, no município de Ribeira do Piauí, é onde se encontram os empreendimentos de maior investimento para 30 MW, que vão da faixa de 256 até 266 milhões de reais. Já os empreendimentos que possuem o maior valor de potência, igual a 56 MW, e consequentemente o maior investimento geral, são todos localizados no estado da Bahia, local atrativo para estes empreendimentos por possuir excelentes índices de irradiação solar.

Por fim, a Figura 4 traz a correlação entre potência e custos construída com os dados da fonte eólica. Para esta dispersão, a atenção vai para o fato de que 98% dos empreendimentos estão abaixo de 30 MW, e variam nesta faixa até o valor mínimo de 8 MW, o que gera no gráfico um acumulo dos valores bem no início da correlação, próximos à origem. Nota-se ainda pelo gráfico da Figura 4 um maior afastamento dos pontos de elevado investimento com relação a linha de tendência construída.

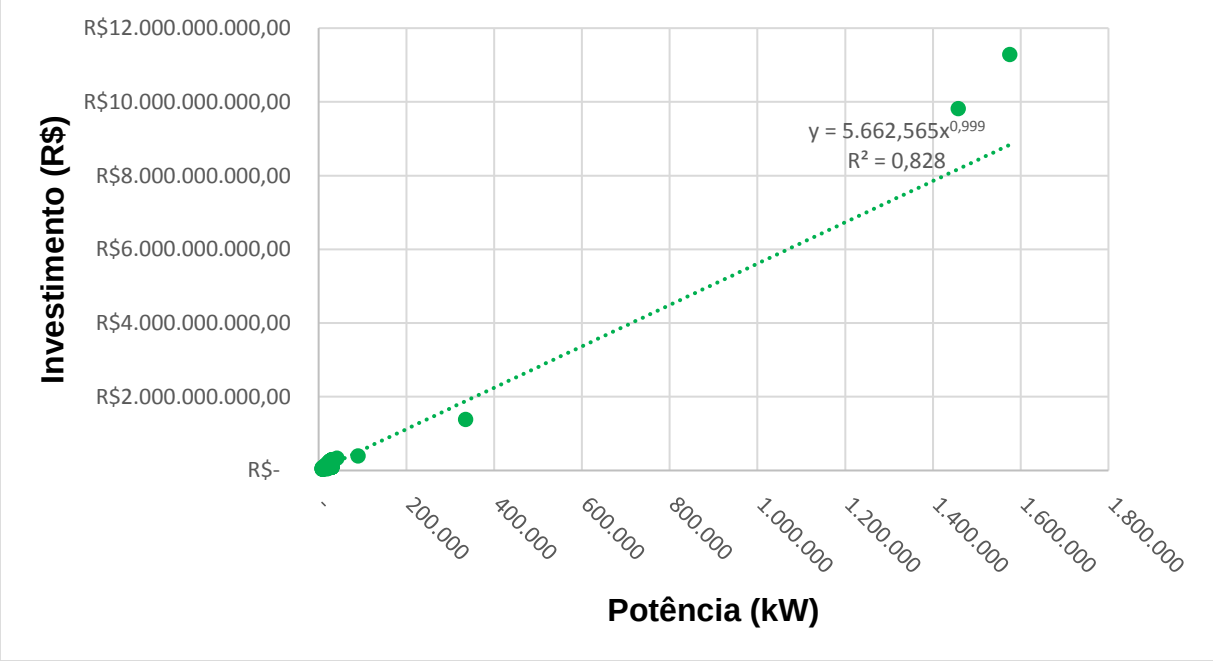


Figura 4 – Gráfico de Potência [kW] *versus* Investimento [R$] para fonte eólica

As equações das linhas de tendência de custo x potência, bem como os coeficientes de correlação obtidos nas figuras anteriores estão resumidos na Tabela 4. Pela Tabela 4, nota-se que todas equações apresentam elevado coeficiente de correlação. Uma conclusão interessante dessa Tabela é que, na maioria dos casos, o coeficiente que acompanha a potência P é, ou igual a 1 (caso que resulta em uma equação linear), ou muito próximo disso. Isso mostra que a maioria das equações se aproxima da simples multiplicação do custo unitário médio (já apresentado anteriormente) pela potência da usina, que é a forma mais simples de se estimar o investimento de uma usina. Por fim, ressalta-se que as estimativas aqui obtidas podem ser usadas para análises iniciais de custo, podendo ainda, ser aprimoradas e avaliadas em trabalhos futuros.

Tabela 4 – Equações das estimativas de custo construídas

Fonte	**Equação da linha de tendência de melhor ajuste** (***I*** **= Investimento em R$ e** ***P*** **= Potência em kW)**	**Coeficiente de determinação (R^2)**
PCH	$I = 7752{,}7\ P$ (Equação linear)	0,8992
UHE	$I = 5976{,}639.\ (P^{0{,}989})$ (Equação potência)	0,922
Eólica	$I = 5662{,}565.\ (P^{0{,}999})$ (Equação potência)	0,994
Solar Fotovoltaica	$I\ =\ 6270{,}8.P$ (Equação linear)	0,9639

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho efetuou uma análise de dados de custos de três das principais fontes de energia renovável do país, a saber, hidráulica, fotovoltaica,

eólica. Para isso utilizou-se o banco de dados de leilões de energia elétrica disponibilizados pela ANEEL.

Os valores do custo unitário identificados entre as diferentes fontes foram próximos entre si, variando dentro de uma faixa que de aproximadamente R$ 5.800,00 até R$ 7.000,00 por kW. Os dados de desvio padrão obtidos para o custo unitário podem ser usados para estimativa da viabilidade econômica de cada fonte em condições favoráveis e desfavoráveis de geração de energia.

A maior variabilidade nos dados de custo foi verificada na fonte hidrelétrica, o que se pode explicar pela maior heterogeneidade da tipologia do arranjo dos projetos de hidrelétrica em comparação das demais fontes, que podem variar quanto à queda, à área alagada (e necessidade de compensação ambiental ou realocação de pessoas), ao regime de operação do reservatório, dentre outros fatores.

A fonte fotovoltaica apresentou uma grande quantidade de projetos com potência de 30 MW com diferentes custos entre si. Isso demonstra como os custos de um projeto de geração de energia varia não somente com a potência, e outros fatores como características regionais e particularidades do projeto podem afetar os custos.

Por meio de parâmetros de custo unitário, potência e investimento, bem como de correlações gráficas e dados médios dessas variáveis, buscou-se construir estimativas rápidas e fáceis de se aplicar em momentos iniciais de estudos para futuros empreendimentos de geração de energia elétrica no país e em avaliações de planejamento energético. As estimativas construídas apresentaram elevada correlação (elevado coeficiente R^2), mas ficaram muito próximas de equações lineares, o que caracteriza que se aproximam da simples multiplicação do custo unitário médio pela potência do empreendimento.

Por fim, entende-se que os dados e análises do presente artigo são passíveis de aprimoramento em trabalhos futuros por meio de uma divisão mais detalhada dos empreendimentos em diferentes classes para análise mais

detalhada ou pelo uso de novas metodologias que aprofundem as avaliações aqui realizadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Secretaria Executiva de Leilões. 2020. *Power BI Report*. Disponível:<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiYmMzN2Y0NGMtYjEyNy00OTNlLWI1YzctZjI0ZTUwMDg5ODE3IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 4 Dec. 2020.

BEN. Balanço Energético Nacional, 2020: Ano Base 2019. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em 24 set. 2020.

BIG – Banco de Informação de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Matriz de Energia Elétrica, 2020.

CERGIBOZAN, R. Renewable energy sources as a solution for energy security risk: Empirical evidence from OECD countries. Renewable Energy, v. 183, p. 617-626, Nov 2021.

DMITRIEV, O. P. Global Energy Consumption Rates: Where is the Limit? Sustainable Energy. Vol. 1, p. 1-6, 2013. Disponível em <http://www.sciepub.com/journal/RSE>. Acesso dia 06/11/2013.

SANTOS, I. F. S. LEITE, M. D. P. BARROS, R. M. TIAGO FILHO, G. L. Um Estudo dos Custos de Implantação de Empreendimentos de Aproveitamento Energético do Biogás de Estações de Tratamento de Esgoto. Revista Brasileira de Energia, v. 20, p. 161-173, 2014.

SANTOS, I. F. S. VIEIRA, N. B. D. OLIVEIRA, M. A. BARROS, R. M. TIAGO FILHO, G. L. Uso de biogás de aterros sanitários para geração de eletricidade: Um estudo dos custos de implantação. In: 11th Latin American Congress on

Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, 2015, São José dos Campos (SP). Proceedings of 11th Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, 2015a.

SANTOS, I. F. S. TIAGO FILHO, G. L. BARROS, R. M. LEMOS, H. Ajuste e avaliação dos modelos agregados de estimativas de custo de PCHs no Brasil. Labor & Engenho, v. 9, p. 13-22, 2015b.

TIAGO FILHO, G. L. SANTOS, I. F. S. BARROS, R. M. Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 77, 229-238, 2017.

ESTUDO SOBRE A VIABILIDADE NA IMPLANTAÇÃO DE UMA USINA SOLAR NO *CAMPUS* DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RECÔNCAVO DA BAHIA DO MUNICÍPIO DE FEIRA DE SANTANA – BAHIA

Rafael de Almeida Santos[1]; Gabriele Costa Gonçalves[1]; Luiz Henrique Santos Silva[1]; Consuelo Cristina Gomes Silva[1]

[1]*Universidade Federal do Recôncavo da Bahia*

RESUMO

Com o intuito de redirecionar os métodos de geração de energia elétrica convencional para os não convencionais, a participação da energia solar tem se tornado cada vez mais frequente, tomando destaque nos últimos anos no setor energético no que tange, principalmente, a busca dos setores residenciais e pequenas e médias empresas para instalação de Sistemas Fotovoltaicos (SFV). É nessa conjuntura que o presente trabalho tem como objetivo propor um sistema de geração de energia elétrica por meio da energia solar e avaliar os impactos do consumo médio anual e o faturamento energético do campus de Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade (CETENS) da Universidade Federal do Recôncavo da Bahia (UFRB) identificando as ferramentas necessárias e cabíveis para a sua adequação no atual cenário desde a idealização, funcionamento e resultados obtidos para obtenção de um sistema economicamente viável de geração de energia elétrica.

Palavras-chave: Sustentabilidade. Energia solar. Eficiência.

ABSTRACT

With the intention of redirecting the conventional methods of generating electricity to the non-conventional, the participation of solar energy has become more and more frequent, highlighting in the last few years in the energy sector the search for the residential sector and small and medium-sized companies for the installation of Photovoltaic Systems (PV). It's at this conjecture that the present work has the objective of proposing a system for generating electricity by means

of solar energy and of assessing the impacts of the average annual consumption and the billing of the campus of Ciência e Tecnologia em Energia e Sustentabilidade (CETENS) of the Universidade Federal do Recôncavo da Bahia (UFRB) identifying the necessary and reasonable tools its adequacy in the current scenario, from the idealization, functioning and results obtained to obtain and economically viable system for generating electricity.
Keywords: Sustainability. Solar energy. Efficiency.

1. INTRODUÇÃO

A energia hidrelétrica, considerada por muitos como uma alternativa limpa e eficiente para produção de energia, apresenta sérios impactos ambientais que podem inviabilizar sua implementação. Seu principal impacto é a inundação de grandes áreas para utilização como reservatório de água, acarretando problemas como a perda da fauna e flora naturais da região e o deslocamento de grandes populações ribeirinhas ao rio em questão.

O recente avanço da tecnologia de informação afetou significativamente todos os aspectos da vida humana. Como praticamente tudo o que envolve tecnologia necessita de eletricidade, o aumento de sua demanda tem sido alto. A partir disso, é necessário encontrar alternativas às plantas convencionais que sejam não só economicamente viáveis, mas também ambientalmente corretas. Com isto, as fontes renováveis de energia, como a energia solar, tornam-se interessantes do ponto de vista energético.

A energia solar é a fonte mais abundante de energia. Estudos mostram que se apenas 0,1% da energia solar incidente sobre a Terra pudesse ser convertida com eficiência de 10%, isso seria 4 vezes maior que a capacidade de geração de energia mundial, que em 2013 era de aproximadamente 5.000GW (ClERICI & ASSAYAG, 2013). O Brasil tem potencial para uso de energia solar muito maior que a maioria dos países europeus, sendo inclusive maior que a Alemanha, conforme se observa na Figura 1 (SWERA, 2006), sendo este, o país que mais investe nesse tipo de energia (PEREIRA et al., 2017; FERREIRA et al., 2018).

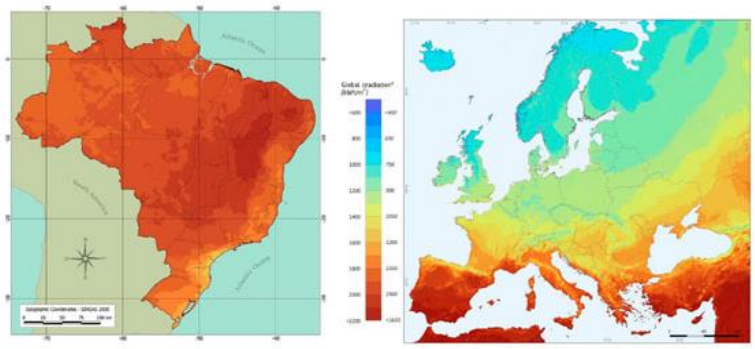


Figura 1 - Irradiação média global no Brasil e na Europa

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada foi de natureza qualitativa, em que se realizou uma revisão de literatura a fim de responder os questionamentos pertinentes e difundir os conhecimentos sobre SFV, identificando as ferramentas necessárias e cabíveis para a sua adequação no atual cenário desde a idealização, funcionamento e resultados obtidos para obtenção de um sistema sustentável e economicamente viável de geração de energia elétrica. No levantamento de publicações pertinentes ao tema e aos objetivos da pesquisa selecionou-se documentos, manuais e legislações federais que regulamentam a implementação e a estrutura de sistemas, assim como pesquisas meteorológicas que indicaram a realidade climática na qual se encontra o município de Feira de Santana, cidade que acolhe o campus do CETENS.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Sistemas On-Grid

São aqueles que trabalham concomitantemente à rede elétrica da distribuidora de energia - Figura 2 (Portal do Sol, 2015). De forma sucinta, o painel fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua e, após convertê-la para corrente alternada, é injetada na rede de energia elétrica. Tal conversão se dá pela utilização do inversor de frequência, que realiza a interface entre o painel e a rede elétrica. (PEREIRA; OLIVEIRA, 2011).

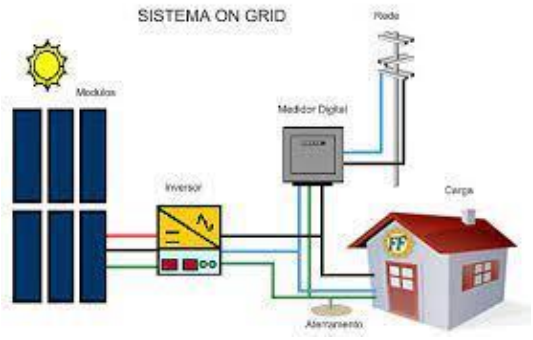


Figura 2 – Sistema On-Grid

3.2 Componentes do SFV On-Grid

3.2.1 Módulo fotovoltaico

Os módulos solares mais atuais, apresentam em média 50V (Volts) de tensão em circuito aberto nos seus terminais. Para que se atinja valores maiores os módulos são montados em arranjos, conectados em série, paralelo ou ambos. O número de módulos conectados em série irá determinar a tensão de operação do sistema em corrente contínua (CC), enquanto a ligação em paralelo dos painéis ou as então conhecidas *strings* (conjunto de módulos ligados em série) irão determinar a corrente do sistema solar (RÜTHER, 2004). Na figura 3 (CARNEIRO, 2010) tem-se a representação esquemática do processo hierarquizado do sistema solar, em que um painel solar é constituído de vários módulos conectados por ligações série-paralelo, e um módulo pelo agrupamento de várias células fotovoltaicas, também por meio de ligações série-paralelo de modo a aumentar a potência do módulo (PATEL, 2006).

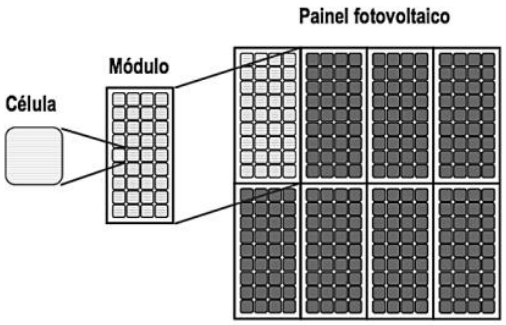


Figura 3 – Processo hierarquizado de agrupamento célula, módulo e painel fotovoltaico

3.2.2 Inversores

De acordo com Pereira & Oliveira (2011), a energia elétrica na saída dos módulos fotovoltaicos é em corrente contínua (CC). Isto inviabiliza a sua aplicação direta na maioria dos equipamentos que trabalham, somente, em corrente alternada (CA). Para a solução deste problema, empregam-se os inversores, capazes de realizar a conversão desta tensão contínua para um valor de tensão em CA. Além disso, este equipamento é capaz de ajustar a frequência de nível de tensão gerada, para que o sistema possa ser conectado à rede pública, de acordo com as normas vigentes estabelecidas pela ANEEL.

3.2.3 Dispositivos de proteção

Os módulos fotovoltaicos possuem uma caixa de conexões em sua parte posterior onde estão presentes os diodos *bypass* e, também, os conectores para as conexões entre os módulos. Muito além de apenas conectar os módulos, essas caixas de conexão servem principalmente para proteção do sistema contra as correntes reversas, causadas por sombreamento, por exemplo (PINHO; GALDINO, 2014). Os conectores utilizados para ligarem os módulos solares entre si é conhecido como MC4, possuem proteção UV, contra chuva e umidade (TOTAL, 2017). Outros dispositivos de proteção, tais como chaves seccionadoras, fusíveis, disjuntores e proteção contra surtos (DPS's) também fazem parte da topologia do sistema de energia fotovoltaica e estão presentes na caixa de junção, que são quadros elétricos com o propósito de armazenar e proteger as conexões dos módulos fotovoltaicos e os outros dispositivos de proteção (CENTRAL, 2016).

3.3 Dimensionamento do Sistema

3.3.1 Potencial energético

O potencial energético do local onde será instalado o sistema solar foi consultado a partir das coordenadas do endereço da residência, obtidos através do serviço de mapas (MAPS, 2022) e com a ajuda do software SunData, disponível no sítio do CRESESB. De acordo com CRESESB (2018), os dados

do software foram atualizados a partir da segunda edição publicada do Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A tabela 1 (CRESESB, 2022), apresenta a média de irradiação solar, em kWh/m².dia, no local durante o ano.

Tabela 1 – Média mensal do total diário da irradiação no local de interesse

Mês	**Irradiação [kWh/m².dia]**
Janeiro	5,67
Fevereiro	5,68
Março	5,76
Abril	4,85
Maio	4,29
Junho	3,94
Julho	4,25
Agosto	4,63
Setembro	5,36
Outubro	5,4
Novembro	5,41
Dezembro	5,64
Média	5,07

Para as estimativas de produção de energia fotovoltaica, é usual ignorar alguns efeitos da irradiância instantânea e trabalhar com as totalidades convertidas em intervalos de horário. O número de Horas de Sol Pleno (HSP) é uma grandeza que reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a 1 kW/m², de modo que a energia acumulada ao longo do dia seja equivalente à disponibilizada pelo Sol naquele determinado local (PINHO; GALDINO, 2014). A partir da equação (3.1) é possível encontrar o valor de HSP.

$$HSP = \frac{Irradiância\ do\ Local\ (kWh/m^2)}{1\ (kW/m^2)} \quad (3.1)$$

Considerando uma irradiância média anual de 5,07 kWh/m² na região de Feira de Santana, a partir da equação 3.1, tem-se que o número de horas em sol

pleno na cidade é igual a 5,07 horas, ou seja, aproximadamente igual a 5 horas e 07 minutos de energia acumulada.

3.3.2 Perfil de consumo

Para se obter a curva do histórico de consumo mensal de energia elétrica da instituição foram consultadas contas de energia referentes ao ano de 2021 da companhia de energia elétrica que atende a região, a COELBA. O resultado pode ser observado na Tabela 2 (AUTOR, 2022) onde é possível analisar um aumento no consumo nos últimos meses contabilizados. Vale ressaltar que esse valor tende a aumentar nos próximos meses já que novas cargas foram instaladas recentemente e que já se encontram em operação.

Tabela 2 – Consumo mensal da instituição

Mês	**Consumo (kWh)**
Janeiro	8.365
Fevereiro	14.326
Março	14.465
Abril	15.805
Maio	14.696
Junho	10.952
Julho	8.688
Agosto	7.533
Setembro	9.797
Outubro	12.293
Novembro	14.742
Dezembro	13.078
Média	8.365

3.3.3 Cálculo da demanda energética

Para dimensionar a unidade geradora fotovoltaica, primeiramente, deve-se apurar o consumo diário anual (kWh/dia) para assim compor a potência dos painéis que serão conectados à rede de energia elétrica. Esse valor pode ser obtido através de uma análise das faturas mensais passadas ou a partir do levantamento das cargas instaladas (PINHO; GALDINO, 2014). Para o sistema deste projeto será considerado o consumo médio diário que foi obtido pelo

histórico de consumo estimado em, aproximadamente, 397 kWh/dia (Tabela 2), a partir da equação (3.2) é possível calcular a potência de pico dos painéis fotovoltaicos (PFV), em kWp (quiloWatt-pico).

$$P_{FV} = \frac{E}{TD}\frac{1}{HSP} \quad (3.2)$$

Onde, tem-se E como sendo o consumo diário médio anual (kWh/dia); TD a taxa de desempenho e, HSP a média diária anual de sol pleno incidente nos painéis fotovoltaicos (h).

Com base no conceito teórico apresentado, é possível calcular a potência dos painéis que serão instalados no sistema do projeto em questão. O valor de horas de sol pleno adotado será de 5,42 horas (tabela 1) e a taxa de desempenho será uma estimativa de 75%, pois de acordo com Pinho e Galdino (2014) para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede instalados no Brasil, quando bem ventilados e não sombreados, possuem uma TD entre 70 e 80%, obtêm-se uma potência máxima estimada para os módulos de, aproximadamente, 104,4 kWp.

3.3.4 Escolha e disposição dos módulos

Os módulos fotovoltaicos escolhidos que irão compor os arranjos dos painéis deste projeto foram os da marca Leapton Solar, modelo LP182 com potência nominal de 590 Wp cada e fabricados em silício monocristalino.

De acordo com informações do datasheet do fabricante, tem-se que a área ocupada por cada módulo é de aproximadamente 2,77 m². Para descobrir a área total do arranjo, será necessário calcular quantos módulos serão necessários para gerar a potência total do sistema fotovoltaico já calculada na seção 3.3.3. Para isso, basta dividir o valor P_{FV}, pelo valor da potência de pico do módulo escolhido para o projeto, conforme equação abaixo.

$$n_{módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{módulo}} = \frac{104{,}4}{0{,}59} \cong 177\ módulos \qquad (3.3)$$

Sendo assim, multiplicando-se a área de um módulo pela quantidade necessária no sistema, os painéis ocuparão uma área de 490,3 m².

3.3.5 Escolha do inversor

A escolha do inversor deve ser estimada a partir da potência do sistema fotovoltaico, além de considerar outros fatores ambientais, econômicos e de desempenho (PINHO; GALDINO, 2014). O inversor escolhido para este projeto foi o da marca Canadian Solar modelo CSI-50KTL. O dimensionamento do inversor foi feito tomando como base a potência de pico do sistema fotovoltaico, de 104,4 kWp. E, portanto, foi escolhido um com capacidade de entregar 50.000 W de potência nominal.

4. RESULTADOS

O orçamento total do projeto foi realizado considerando todos os equipamentos necessários para o sistema, além de acessórios e mão de obra para instalação. Os preços dos dispositivos foram consultados em sites de revenda autorizada, a fim de ser uma opção viável de compra para os interessados no projeto, conforme tabela 3 (AUTOR, 2022).

Tabela 3 – Custos totais do projeto de sistema fotovoltaico

Itens	%	Valor (R$)
Módulos Fotovoltaicos	48	286.448,64
Inversores	12	107.418,24
String Box	2	11.935,36
Estrutura Metálica	7	41.773,76
Cabeamento	2	11.935,36
Projeto	3	17.903,04
Instalação	20	119.353,60

O retorno de investimento foi calculado a partir da projeção do preço da energia aliado à capacidade média anual de geração do sistema. O valor inicial é o de 173.675,6 kWh produzidos anualmente, sendo que a cada ano foi considerado uma depreciação de 1,25% ao ano, já que em média os módulos têm uma eficiência de 80% no final dos primeiros 25 anos. Para obter o valor da economia, foi multiplicada a energia gerada no ano pela projeção do preço do kWh, que, atualmente, em Feira de Santana sai a aproximadamente R$ 0,92. O primeiro fluxo de caixa é obtido subtraindo-se o valor do investimento inicial pela economia do primeiro ano. Os seguintes são calculados a partir da economia do ano e do fluxo de caixa passado. Para a projeção do preço da energia, foi atribuída uma inflação energética de 10% ao ano, dado obtido a partir de uma estimativa após análise dos cenários dos últimos anos. Alguns componentes do sistema fotovoltaico não possuem a mesma durabilidade que os módulos solares. O inversor, por exemplo, tem uma vida útil de cerca de 10 anos, podendo chegar a 15 ou mais, dependendo das condições do ambiente e da ocorrência de descargas atmosféricas (ENERGIA, 2015). Sendo assim, no 10º ano será considerada a troca do inversor, que para os fins matemáticos foi considerado o mesmo preço orçado anteriormente (tabela 3). Os cálculos da economia do sistema foram realizados usando como referência Colaferro (2017), tabela 4 (AUTOR, 2022).

Tabela 4 – Retorno de investimento do sistema fotovoltaico considerando pagamento à vista

Ano	Geração (kWh/ano)	Projeção do preço do kWh (R$)	Economia (R$)	Fluxo de caixa (R$)
1º	173.675,60	0,92	159.781,55	-436.896,45
2º-5º	673.262,63	1,17	789.345,48	144.306,24
6º-10º	795.311,49	1,81	1.327.982,91	5.724.226,48
11º-15º	746.831,76	2,91	2.170.812,12	14.556.468,48
16º-20º	701.307,20	4,69	3.283.002,29	28.563.617,11
21º-25º	658.557,68	7,56	4.965,010,06	49.747.164,27

O tempo de retorno do investimento, em inglês payback, no dimensionamento de um sistema solar indica o tempo necessário para que as economias geradas cubram todos os gastos iniciais da instalação, e assim dar lucro para o proprietário. Em suma, este cálculo é feito pelo levantamento do custo total do investimento e dividindo-se pela economia proporcionada mensalmente, conforme equação (4.1) (SOLAR, 2017).

$$Payback = \frac{Investimento}{Energia\ Gerada\ .Valor\ da\ Tarifa} \quad (4.1)$$

Adequando a equação (4.1) para este projeto, tem-se um investimento inicial de R$ 596.768,00 e uma energia gerada de 14.472,97 kWh, valor obtido a partir da geração média com perdas anuais dividindo-se por 12. A tarifa considerada foi a de R$ 0,92/kWh.

$$Payback = \frac{596.768,00}{14.472,97\ x\ 0,92} \cong 45\ meses \quad (4.2)$$

Portanto, conforme equação (4.2) o payback deste projeto se dará em aproximadamente 45 meses, o equivalente a 3 anos e 9 meses.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o objetivo inicial de dimensionar um sistema fotovoltaico como alternativa à geração de energia e, também, que fosse capaz de suprir as necessidades energéticas de seus usuários em alguns horários do dia, foi proposto neste trabalho todo o detalhamento deste projeto de engenharia. Diante dos cálculos de dimensionamento, investimento e taxa de retorno do sistema, chegou-se à conclusão que a execução do projeto é viável devido à sua rentabilidade. Com um investimento inicial de R$ 596.768,00 para aquisição dos módulos fotovoltaicos e acessórios do sistema, incluso mão de obra, a potência

total instalada será de 104,4 kWp distribuídas em 177 módulos. A capacidade de geração anual, no primeiro ano, será de 173.675,60 kWh (considerando as perdas) resultando em uma economia inicial de R$ 159.781,55.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2. ed. Brasília: Aneel, 25 mar. 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2022.

CRESESB (Brasil). Potencial Solar: SunData. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 28 mai. 2022.

EPE (Brasil). Ministério de Minas e Energia. Balanço energético nacional: Relatório final. 2020. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dado abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 07 mai. 2022.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para

Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel / Cresesb, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_F V_20 14.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2022.

ESTUDO SOBRE AS INTERFERÊNCIAS DA PANDEMIA DE COVID-19 NOS SERVIÇOS E CUSTOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Jonas Miranda de Jesus[1]; Gabriele Costa Gonçalves[1]; Luiz Henrique Santos Silva[1]; Consuelo Cristina Gomes Silva[1]

[1]*Universidade Federal do Recôncavo da Bahia*

RESUMO

Nas últimas décadas, o Brasil enfrentou alguns momentos de anormalidade que influenciaram diretamente nos índices do setor elétrico, como: a crise energética de 2001, que gerou incômodos ao setor elétrico, por meio da privação de energia elétrica, a recessão econômica de 2014, que afetou diretamente o custo da energia elétrica no Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o reajuste tarifário na energia elétrica em 2015, foi de 30,73%. Tendo em vista as problemáticas apresentadas anteriormente, este artigo tem como objetivo avaliar os impactos gerados pela pandemia de COVID-19 nos serviços e custos do setor elétrico brasileiro. Por meio da análise dos dados coletados, foi possível observar que o setor elétrico esteve muito sensível nos primeiros meses da pandemia, porém, com a retomada gradual da economia e as medidas de apoio governamental, retornaram para níveis de normalidade; por fim, estimou-se os custos que podem ser repassados aos consumidores nos próximos anos, e confirmou-se que alguns custos já foram inseridos no contexto do reajuste tarifário de 2021 (com valor de 7,01%).

Palavras-chave: Setor elétrico; COVID-19; Conta-Covid; Reajuste Tarifário.

ABSTRACT

In recent decades, Brazil has faced some moments of abnormality that directly influenced the indices of the electricity sector, such moments as: the energy crisis of 2001, which generated inconvenience to the electricity sector, through the deprivation of electricity, the economic recession of 2014, which directly affected the cost of electricity in Brazil, according to the National Agency of Electric Energy

(ANEEL) and the tariff adjustment in electricity in 2015, which was 30.73%. In view of the problems presented above, this article aims to evaluate the impacts generated by the COVID-19 pandemic on the services and costs of the Brazilian electricity sector. From the analysis of the data collected, it was observed that the electricity sector was very sensitive in the first months of the pandemic, but with the gradual recovery of the economy and government support measures, it returned to normal levels; finally, it was estimated the costs that may be passed on to consumers in the coming years, and it was confirmed that some costs have already been included in the context of the 2021 tariff adjustment (with a value of 7.01%)

Keywords: Electric Sector; COVID-19; COVID-Account; Tariff Readjustment.

1. INTRODUÇÃO

O ano de 2001 marcou muito a vida dos brasileiros pois foi o ano da crise energética, que ocasionou uma série de fatores, como: a redução do crescimento econômico, aumento do desemprego, grandes incômodos através da privação de energia imposta à população (TOLMASQUIM, 2001), apesar de tudo, foi nesse período pós-crise energética, que foi fundada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa fundamental para o planejamento energético, passou-se a discutir com mais veemência sobre o aumento dos investimentos na geração e na diversificação da matriz energética, com a inserção das termelétricas e das novas fontes renováveis. Portanto, segundo Macedo (2014), percebeu-se que o acontecimento da crise de 2001, ofereceu ao Brasil a oportunidade para o desenvolvimento de um planejamento energético que se adequasse às exigências do século XXI.

O ano de 2014 marcou o início da maior recessão econômica do século atual no Brasil, ela afetou diretamente o custo da energia elétrica no Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o reajuste tarifário na energia elétrica em 2015 foi de 30,73%. Tendo em vista as problemáticas apresentadas anteriormente e a história recente de correlação existente entre as recessões econômicas e a queda da qualidade do serviço do setor elétrico como

um todo, é possível afirmar que a chegada da pandemia de COVID-19 em 2020 e as medidas restritivas adotadas, afetaram diretamente vários indicadores do setor elétrico brasileiro, portanto, é muito importante que se estude sobre as alterações que a pandemia está causando nesse setor, gerando explanações para as pessoas que vão gerenciar o setor elétrico no pós-pandemia.

Portanto, o presente trabalho tem como objetivo principal avaliar os impactos gerados pela pandemia de COVID-19 nos serviços e custos do setor elétrico brasileiro. Para que o objetivo geral seja alcançado, ele foi repartido nos seguintes objetivos específicos: 1. Coletar, junto aos órgãos de regulação e pesquisa do setor elétrico brasileiro, dados que comprovem a sensibilidade que esse setor teve devido às medidas restritivas aplicadas durante a pandemia; 2. Analisar quais foram os efeitos das ações implementadas pelo governo através da "conta-COVID", com o objetivo de amenizar os prejuízos dos consumidores e das distribuidoras de energia; 3. Estudar quais custos poderão ser repassados aos consumidores a médio prazo.

2. DADOS ANALISADOS

Os órgãos de controle no setor elétrico divulgam informações sobre indicadores essenciais do setor elétrico, como: carga de energia, previsão de carga, receita de fornecimento das distribuidoras, inadimplência, impactos da conta-COVID e valores dos reajustes tarifários.

2.1 Método de previsão com a Suavização Exponencial de Holt (SEH)

Foi utilizado o método de previsão de Holt, para melhorar a qualidade da análise dos dados; Holt desenvolveu esse método em 1957, ampliando a suavização exponencial simples para dados de séries temporais que apresentam tendência linear (ALVES, 2019). Neste método, ocorrem refinamentos adicionais na modelagem, à medida que é inserida uma constante de suavização que afeta a tendência da série. A previsão para o período (F_{tm}), é resultado da equação (1):

$$F_{tm} = S_t + (h \times B_t) \quad (1)$$

Onde:

- S_t: Inclinação da série temporal;
- h: Horizonte observado;
- B_t: Valor da tendência da série;

Será necessário definir a inclinação da série temporal (S_t) e da tendência da série (B_t):

$$S_t = \alpha \times Y + (1 - \alpha) \times (S + B) \quad (2)$$

$$B_t = \beta \times (S_t - S_{t-1}) + (1 - \beta) \times (B_{t-1}) \quad (3)$$

Onde:

- α: Constante de suavização de nível;
- Y: Valor do período;
- S: Valores anteriores para a inclinação da série;
- B: Tendência da série;
- β: Constante de suavização de tendência;
- S_{t-1}: Valor anterior para a inclinação da série temporal;
- B_{t-1}: Valor anterior para a tendência da série;

É relevante ressaltar, que a realização desses cálculos necessita de valores iniciais, que podem ser obtidos da seguinte forma:

$$S_1 = Y_1 \quad (4)$$

$$B_1 = 0{,}5 \times [(Y_2 - Y_1) + (Y_4 - Y_3)] \quad (5)$$

3. METODOLOGIA

3.1 Procedimentos metodológicos

Conforme é ilustrado na Figura 3, esta pesquisa documental tem seu início na coleta de dados, junto a órgãos de controle do setor energético; a segunda etapa se dá através do tratamento dos dados obtidos anteriormente, é nessa etapa intermediária, que, quando necessário for, os dados passarão por

um processo de refinamento, podendo ser através da plotagem de novos gráficos e realização de cálculos; a terceira etapa compreende o processo de previsão estatística, é nessa etapa onde os dados que apresentam tendência linear passarão pelo processo de previsão, através do método de suavização exponencial de Holt, para que por meio desse método, possam ser deduzidos valores para o ano de 2020, excluindo o advento da pandemia; a quarta etapa, promove a correlação entre a primeira e a terceira etapa, pretendendo comparar-se, os dados para o ano de 2020, com e sem o sucedimento da pandemia, permitindo assim, uma comparação adequada, de quanto o acontecimento da pandemia prejudicou esses dados; por fim, a quinta etapa une os resultados obtidos, tirando as devidas conclusões sobre o assunto abordando e permitindo uma adequada finalização do trabalho.

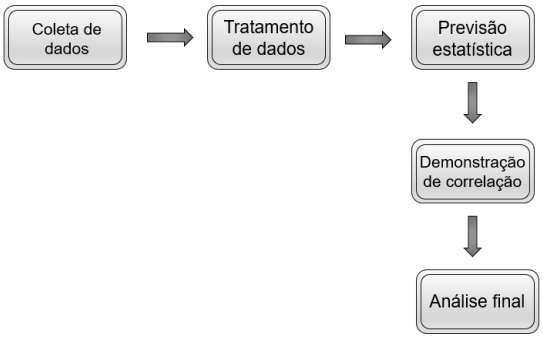


Figura 1 – Procedimentos metodológicos da pesquisa

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Carga de energia

Primeiramente, foram coletados, dados junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que demonstram a correlação existente entre o índice de isolamento social e a carga de energia no ano de 2020, por meio das figuras 2 e 3 é possível visualizar que o período onde a carga de energia atingiu sua mínima, foi consequência do índice de isolamento social, que atingiu seu máximo no início de abril, outra correlação ocorre no período após o mês de junho, onde

a tendência de queda do isolamento social, faz com que a carga de energia, reverta, para uma forte tendência de alta.

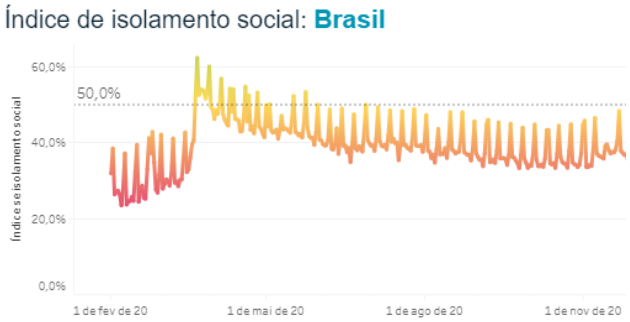


Figura 2 – Gráfico do índice de isolamento social no Brasil

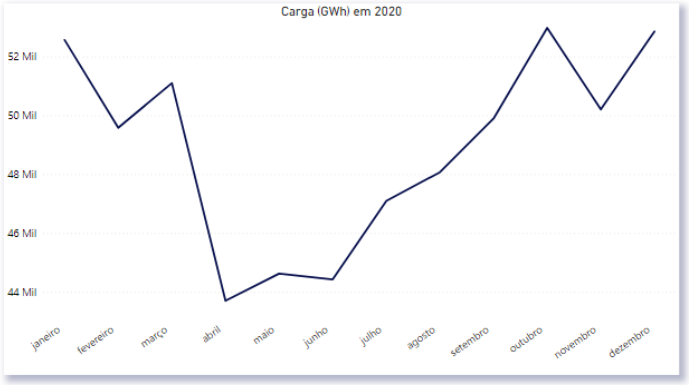


Figura 3 – Gráfico da carga de energia em 2020

Tendo em vista que o segundo trimestre de 2020, foi o período com o maior índice de isolamento social, esse foi o período onde a carga de energia foi mais prejudicada, portanto, a tabela 1 demonstra dados de carga de energia para o segundo trimestre de 2010 a 2020, demonstrando também os valores das variáveis necessárias para aplicação do método de previsão SEH: S_t, B_t e F_{tm}, que foram calculados considerando os coeficientes α = 0,99 e β = 0,2, esses coeficientes foram escolhidos de maneira empírica, onde os coeficientes que apresentaram o menor erro médio, foram utilizados. O erro médio obtido com os dados de previsão foi de 1,70%, portanto, foi possível determinar como previsão

confiável para o segundo trimestre de 2020, um valor de carga de 203347,2 MWmed.

Tabela 1 – Aplicação do método SEH para valores de carga no 2º trimestre

Ano	Yt (carga)	S_t	B_t	Ftm (para h =1)	Erro
2010	158337	158337	2837		
2011	163731	163705,4	3343,29	161174	-1,56%
2012	170403	170369,5	4007,43	167048,7	-1,97%
2013	170543	170581,3	3248,32	174376,9	2,25%
2014	179204	179150,3	4312,44	173829,7	-3,00%
2015	187883	187838,8	5187,66	183462,7	-2,35%
2016	193025	193025	5187,37	193026,5	0,00%
2017	191494	191561,2	3857,13	198212,4	3,51%
2018	194896	194901,2	3753,71	195418,3	0,27%
2019	199445	199437,1	3910,15	198654,9	-0,40%
Previsão para o ano 2020				203347,2	
Erro médio					1,70%

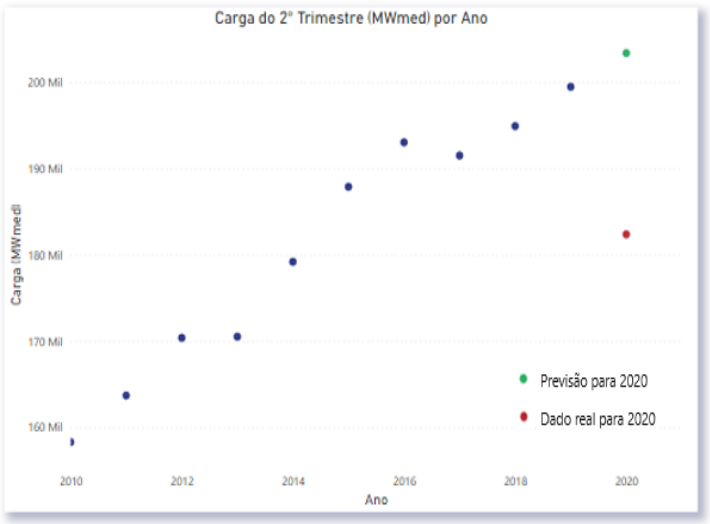


Figura 4 – Gráfico da evolução da carga de energia no 2º trimestre por ano

Dando continuidade ao procedimento de análise dos dados, comparou-se o resultado obtido através do método SEH, que não contabiliza o advento da

pandemia, com o dado real, divulgado pelo ONS para o segundo trimestre de 2020 (182372 MWmed), contabilizando o acontecimento da pandemia. A comparação desses resultados pode ser visualizada na figura 4, revelando que o acontecimento da pandemia, prejudicou a carga de energia em 10,3%, foi importante utilizar uma ferramenta de previsão estatística, para que fosse possível estimar o real dano causado pela pandemia à carga de energia.

4.2 Indicador de previsão de carga

A figura 5 demonstra que o Indicador de Previsão de Carga (IPC) sofreu um grande impacto no ano da pandemia, pois destoou 19,32% do seu número natural (100%), após essa análise, reparou-se que o isolamento social afetou diretamente os dados de carga de energia, provocando uma série de dificuldades na questão do planejamento de carga, por parte do ONS.

Figura 5 – Gráfico do indicador IPC para 2019 e 2020

4.3 Conta-COVID

A conta-COVID objetivou aliviar os impactos previstos no valor da tarifa e resguardar a saúde financeira das empresas do setor, que sentiram a redução da receita, por causa da queda da demanda e do aumento da inadimplência. O valor repassado pelo programa foi de R$14,84 bilhões, através desse repasse, o reajuste da tarifa que aconteceria em doze meses, foi diluído ao longo de sessenta meses.

4.4 Receita de fornecimento das distribuidoras de energia

A receita de fornecimento das distribuidoras teve grande sensibilidade ao início da pandemia de COVID-19, como demonstra a figura 6, o período após o mês de junho, demarca a reversão da tendência deste dado, esse marco possui correlação com a queda do índice de isolamento social nesse mesmo período, que permitiu uma retomada gradual do consumo de energia; outro acontecimento importante, foi a injeção de liquidez no setor elétrico a partir da conta-COVID.

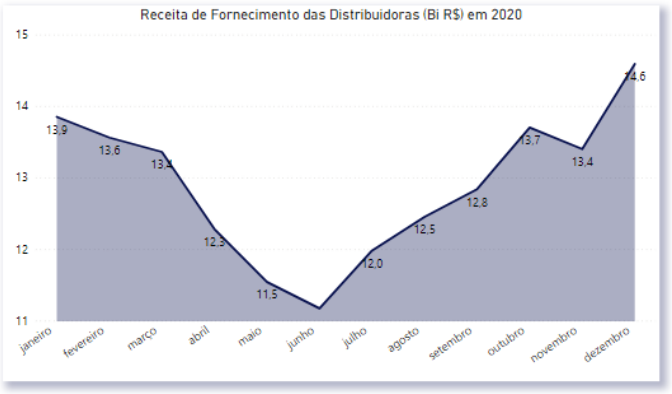


Figura 6 – Gráfico da receita de fornecimento das distribuidoras em 2020

A figura 7 detalha a inadimplência no ano de 2020, a partir dela é possível observar, que o impacto inicial da pandemia, foi o mais marcante, logo em abril, esse dado sofreu um salto, alcançando o pico do ano em 9,87%, após esse impacto inicial, medidas paliativas foram tomadas e amenizaram direta e indiretamente esse indicador, as principais delas são: 1. O estabelecimento da medida provisória nº 950, que permitiu a isenção de 100% do valor da tarifa, para nove milhões de beneficiários da tarifa social; 2. Criação do auxílio emergencial; essa injeção de dinheiro na conta de pessoas vulneráveis, com certeza teve papel de amenização da inadimplência em 2020. Segundo o boletim de monitoramento COVID-19 do MME, no período de 18 de março de 2020 até 22 de março de 2021, o impacto estimado devido ao aumento da inadimplência foi de R$5,017 bilhões.

Figura 7 – Gráfico da inadimplência em 2020

4.5 Valor da tarifa residencial

Conforme a figura 8, em 2021 o reajuste médio indicado pela ANEEL é de 7,04%, tendo em vista os dados de reajuste médio por ano apresentados por esse gráfico, é notável que uma crise como a do COVID-19, teria potencial para provocar um reajuste astronômico já em 2021, porém, medidas paliativas, como foi o caso da conta-COVID, auxiliaram na diluição dos prejuízos para os anos seguintes.

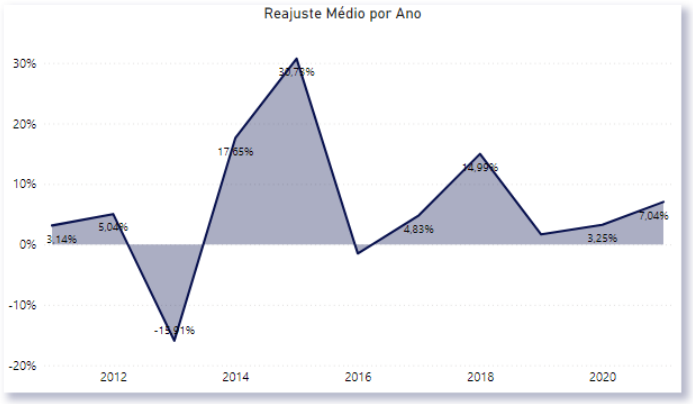


Figura 8 – Gráfico do reajuste médio da tarifa por ano

A diluição dos prejuízos, aos poucos vai chegando nas contas do consumidor, como é o caso da conta-COVID, que como é demonstrado pelo Relatório do Fundo Setorial COVID (RFSC), já começou a ser cobrada, através de um pagamento progressivo, começando por um valor de R$ 74,07 milhões

em março de 2021 e alcançando um valor por parcela, de R$ 408,29 milhões em agosto de 2021.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por meio do cumprimento dos objetivos preestabelecidos, pôde-se observar que: inicialmente a pandemia causou severos impactos nos indicadores do setor elétrico, porém, com a retomada das atividades e as medidas implementadas, os indicadores foram retornando à normalidade, portanto, esses indicadores não sofreram impactos permanentes, mas alguns prejuízos, já estão sendo, ou serão repassados ao consumidor via reajuste tarifário. A tabela 2 apresenta as vantagens da análise realizada:

Tabela 2 – Vantagens da análise realizada

Demonstrou-se a correlação existente entre o isolamento social e o consumo de energia
Por meio da previsão estatística, comparou-se dados com e sem o sucedimento da pandemia
Analisou-se as dificuldades que o isolamento social causou, na questão da previsão de carga do ONS
Exemplificou-se a solução de mercado que o setor elétrico utilizou, para amenizar os impactos da pandemia (conta-COVID)
Representou-se o impacto sofrido na arrecadação das distribuidoras e a maneira com que esta foi retomada gradualmente
Compreendeu-se, que em momentos de risco, as instituições governamentais buscam proteger as distribuidoras e demais empresas
Encontrou-se que o mês de pico de inadimplência, foi o mesmo do pico de isolamento social
Demonstrou-se que medidas como a conta-COVID e o auxílio emergencial, foram responsáveis por reduzir os índices de inadimplência
Coletou-se, junto ao MME, o valor do prejuízo causado pelo aumento da inadimplência (R$ 5,017 bilhões)
Encontrou-se o reajuste médio da tarifa residencial em 2021 (7,04%)
Notou-se que o repasse dos prejuízos por meio do reajuste da tarifa, foi diluído através de medidas como a conta-COVID
Conclui-se que alguns custos já estão sendo repassados em 2021 e que mais custos serão repassados gradualmente nos próximos anos

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADEE. Tarifas de energia. Disponível em: https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/. Acesso em: 20/09/2021.

Boletim de Monitoramento COVID-19. 2020. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-covid-19/74BoletimdoMonitoramentoCOVID191.pdf. Acesso em: 20/09/2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Balanço Energético Nacional 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021. Acesso em: 20/09/2021.

GANIM, Antonio. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: aspectos regulamentares, tributários e contábeis. 2. ed. Brasília: Canal Energia, 2009.

GERHARDT, Tatiana Engel; SILVEIRA, Denise Tolfo. Métodos de pesquisa. Plageder, 2009.

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA ELÉTRICO. Resultados da Operação – Histórico da Operação. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao. Acesso em: 20/09/2021.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. As Origens da Crise Energética Brasileira. Ambiente & Sociedade, Rio de Janeiro, v. 7, n. 6, p. 179-183, jun. 2000.

EVOLUÇÃO DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL DESENVOLVIDA PARA CÁLCULO DA ECONOMIA DE ENERGIA EM EDIFICAÇÕES DO SISTEMA ELETROBRAS SEGUINDO AS ORIENTAÇÕES DO PIMVPV

Samuel Moreira Duarte Santos[1]; George Camargo dos Santos[1]

[1]*Eletrobras*

RESUMO

O presente trabalho é fruto da evolução da ferramenta computacional desenvolvida em planilha eletrônica para calcular a economia de energia em edificações do Sistema Eletrobras, seguindo as orientações do PIMVP. Este trabalho tem a finalidade de apresentar a ferramenta por meio de estudos de casos hipotéticos em edificações localizadas em 5 capitais do Brasil, situadas em zonas bioclimáticas diferentes. A ferramenta computacional aqui apresentada foi desenvolvida em ambiente MATLAB. Além da melhoria em termos computacionais, foi implementada, em conjunto com a Medição & Verificação (M&V), a metodologia de *Monitoring, Targeting and Reporting* (MT&R) que é aplicável na gestão energética e cálculos de incertezas segundo diferentes documentos internacionais relativos ao assunto.

Palavras-chave: Medição & Verificação – M&V, *Monitoring, Targenting and Reporting* - MT&R, ferramenta computacional, PIMVP.

ABSTRACT

This work is the result of the evolution of the computational tool developed in an electronic spreadsheet to calculate the energy savings in buildings of the Eletrobras, following the guidelines of the PIMVP. This main objective is to present a tool through hypotheticals in buildings located in five capitals of Brazil, located in different bioclimatic zones. A computational tool presented here was developed in MATLAB environment. In addition to the improvement in basic terms, the Monitoring, Targeting and Reporting (MT&R) methodology, in conjunction with Measurement & Computing Set (M&V), is applicable in

economic management and based on different international documents on the subject.

Keywords: Measurement & Verification – M&V, Monitoring, Targeting and Reporting - MT&R, computational tool, PIMVP.

1. INTRODUÇÃO

Com o atual modelo de desenvolvimento econômico mundial, há uma dificuldade em suprir energia para a sociedade, devido ao incremento da demanda mundial. Para minimizar esse problema de abastecimento de energia, de proteção ambiental e de mudanças climáticas, são desenvolvidas diversas ações de eficiência energética.

No Brasil, a Eletrobras executa desde 1985 o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) do Ministério de Minas e Energia (MME). Esse programa de governo atingiu reconhecimento internacional, quando o assunto é ações de eficiência energética. Em relação às ações internas do Grupo Eletrobras, pode-se mencionar o Comitê Integrado de Eficiência Energética do Sistema Eletrobras (CIEESE). Esse comitê define metas para reduzir o desperdício de energia mediante o consumo de energia elétrica do ano base definido a edificação por cada empresa desse grupo supramencionado.

É, nesse sentido que, o processo de Medição & Verificação (M&V) é uma etapa fundamental em projetos de eficiência energética. Esse processo tem como finalidade quantificar a energia evitada por intermédio de implementações de um conjunto de Ações de Eficiência Energética (AEE). Apesar disso, em sentido *lato sensu*, a metodologia de *Monitoring, Targeting and Reporting* (MT&R) se torna mais pertinente quando o assunto tratado é a gestão energética.

Diante disso, a automatização do processo é uma iniciativa relevante, como por exemplo, a implementação de ferramentas computacionais com interfaces amigáveis. Sendo assim, em primeiro estágio, foram elaboradas planilhas eletrônicas. Nesse estágio, o objetivo específico era a mensuração dos resultados energéticos por meio das AEEs. Já, em um segundo estágio,

implementou-se uma ferramenta computacional em MATLAB via console dessa linguagem de programação. Nesse estágio, concentrou-se, além dos requisitos do primeiro estágio, na tomada de decisões esperadas ou não no tratamento do consumo de energia elétrica.

O objetivo deste Informe Técnico é exibir a evolução da ferramenta computacional desenvolvida, apresentando os resultados da influência da temperatura na linha de base de consumo energético em cinco capitais brasileiras, situadas em zonas bioclimáticas diferentes, para um projeto de eficiência energética em um prédio comercial localizado no Rio de Janeiro. Para isso, foi organizado este Informe Técnico com seis seções divididas em uma introdução, três seções de desenvolvimento, uma conclusão e, por fim, as referências utilizadas. Na seção 2 é apresentada as duas metodologias (M&V e MT&R) implementadas computacionalmente no *software*. Na seção 3 é apresentada a ferramenta computacional desenvolvida neste trabalho. Na seção 4, são apresentados os resultados para o estudo de caso teórico proposto.

2. METODOLOGIAS

Uma das etapas prévias aos trabalhos de eficiência energética é o levantamento da linha de base energética da instalação . A partir dela é possível quantificar a energia que seria consumida sem o efeito das AEEs implementadas, sendo, portanto, possível quantificar o benefício energético. Ademais, é possível mensurar o nível de performance atual, permitindo assim definir metas que direcionarão a instalação para uma melhor performance no futuro.

Desse modo, a linha de base energética é de crucial importância tanto na quantificação dos resultados quanto na gestão energética. Tornando, portanto, imprescindível o seu correto entendimento e validação. Em termos práticos, ela pode ser definida como uma formulação matemática que representa o consumo de energia em função de variáveis independentes que explicam ou ajudam a explicar o consumo de energia da instalação.

Por meio de uma ferramenta analítica e de análise estatística para uma regressão múltipla, pode-se obter a equação do plano da linha de base. A validade do modelo matemático é dada por intermédio da análise estatística, como por exemplo, o nível de confiança e o grau de incerteza, o nível de performance e outros índices correlatos.

O processo previsão do uso de energia por meio de uma linha de base energética é utilizada tanto na metodologia de "Medição & Verificação" (M&V) quanto na de gestão de energia - *Monitoring*, *Targeting and Reporting* – (MT&R).

2.1 M&V

A Eficiência Energética (EE) pode ser definida como a capacidade de realizar a mesma tarefa utilizando menos energia. Além disso, a EE é composta por um conjunto de medidas. Portanto, a EE tem como essência: gerenciar, reduzir e tornar mais eficiente o consumo de energia pelos consumidores. Segundo a ISO 50001, a EE é a relação quantitativa entre uma saída de desempenho, serviços, produtos ou energia e uma entrada de insumo energético (ISO, 2011).

Um método adequado de medir a economia de energia, mediante a uma AEE isolada ou a um conjunto de AEEs, é comparar diretamente o consumo de energia no Período de Determinação de Economia (PDE) com o Período de Linha de Base (PLB). Esse método pressupõe implicitamente que a mudança no consumo de energia entre PLB e PDE é correlacionada exclusivamente por intermédio de AEE. No entanto, o consumo de energia em edifícios corporativos também é influenciado por outros fatores, incluindo condições climáticas, níveis de ocupação e procedimentos operacionais de HVAC. É digno de nora que, todos esses fatores podem tramitar entre os períodos mencionados. Se essas mudanças não forem contabilizadas, a economia determinada por esse método estará incorreta.

O desperdício de energia evitado promovido por estas ações não podem ser medido de forma direta por se tratar de algo que não existe fisicamente. Além disso, os reais benefícios do projeto podem ser encobertos devido a alterações

no padrão de uso do sistema ou pela adição de novas cargas. Dessa forma, para diferenciar o desperdício evitado de energia da redução da produção, por exemplo, é preciso medir os resultados relacionados com a redução do consumo de energia no sistema em questão e os ganhos associados. Para isso, deve utilizar as melhores práticas internacionais relacionadas a M&V.

A eficácia de uma AEE pode ser definida pela quantidade de energia evitada. Em outras palavras, a diferença entre a quantidade de energia que o edifício teria consumido em um determinado período comparado com quanto de fato ele consumiu. O primeiro valor é obtido por meio de uma "linha de base ajustada". Enquanto o primeiro pode ser facilmente obtido a partir dos medidores da concessionária, este último, que é referido como a “linha de base energética” não é mensurável, uma vez que a situação já não mais existe, mas só pode ser obtido por previsão. Uma alternativa apresentada em (PIMVP, 2012) é o cálculo da economia de energia normalizada, onde tantos PLB quanto PDE são colocados em uma mesma base normal, no caso de edificações é utilizado o Ano Meteorológico Típico (AMT). O processo geral de confirmação do sucesso da AEE é chamado “Medição e Verificação” (M&V).

A M&V de economia de energia é geralmente guiada pelo Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance – (PIMVP) (PIMVP, 2012). Contudo, não se limitam a ele, existem também alguns outros guias e documentos internacionais que tratam dessa temática, como por exemplo, as referências (FEMP, 2002;ASHRAE, 2002, ESKOM, 2006 e Australia, 2004). Todavia, é digno de registro que as melhores práticas internacionais em matéria de M&V devem ser observadas em detrimento de documentos específicos.

2.2 MT&R

O MT&R é a atividade que usa a informação sobre o consumo de energia como uma base para controlar e gerenciar a redução de consumo. Ele é uma ferramenta técnica gerencial que pode fornecer uma oportunidade para eles entenderem melhor como a energia é usada e ajustar parâmetros para reduzir o consumo de energia (TRIPP *et al.*, 2004). Portanto, o MT&R é tratado como um

“caminho para a melhoria contínua” na gestão do uso de energia. As três atividades que o compõe são distintas, mas interrelacionadas:

O *Monitoring* - M é a coleta regular de informações sobre o uso de energia. O seu propósito é estabelecer uma base para o controle gerencial, para determinar quando e como o consumo de energia está se desviando de um padrão estabelecido, e servir de base para uma ação gerencial quando necessário.

O *Targeting* – T (estabelecimento de metas) é a identificação de níveis de consumo de energia desejáveis como objetivos a serem alcançados.

. As empresas analisam primeiro os principais equipamentos que impactam o uso de energia e definem uma relação funcional entre energia e uma ou algumas variáveis independentes. Por meio de uma investigação dos períodos de melhor desempenho, a meta pode ser estabelecida, porém se a organização está iniciando a implementação de um sistema de MT&R, uma meta mais factível é recomendável. Aconselha-se, por exemplo, adotar inicialmente a própria linha de base como meta. Assim, quando do alcance da meta, a equipe se sentirá motivada e pronta para desafios maiores.

Do ponto de vista operacional, o consumo real é comparado com a meta e as variações são investigadas. Se o consumo real estiver dentro da meta esperada, a energia pode ser considerada “em controle”; no entanto, quando este intervalo é excedido, então as razões para essa variação podem ser investigadas e ações tomadas para reduzir o uso de energia devem ser executadas. Torna-se, por fim, fundamental relatar estes eventos visando a melhoria contínua.

Definir metas de desempenho energético é parte da técnica. O MT&R oferece os meios de estabelecer metas realistas e alcançáveis com base na análise do desempenho passado. Nesse sentido, o MT&R fornece uma base prática para o plano de gerenciamento energético.

O *Reporting* - R (comunicação) “fecha a malha de controle”, colocando a informação gerada pelo processo de monitoramento numa forma que permita

controlar continuamente o uso de energia, alcançar metas de redução e verificar os desperdícios evitados.

O MT&R é baseado em princípios de controle estatístico de processos e contabilidade de energia. Basicamente ele envolve quatro técnicas-chave de gerenciamento de informações: Dados e Informações; Modelo de Desempenho Energético (linha de base); Análise da Soma Cumulativa das Diferenças (CUSUM); e Gráficos de Controle de Desempenho Energético.

O objetivo final com a implementação do MT&R é identificar o momento adequado para implementar novas ações de eficiência energética, evitando assim contratações desnecessárias de consultorias ou operação com nível de performance abaixo do esperado.

3. APRESENTAÇÃO DA FERRMENTA

Na presente ferramenta computacional, foram implementadas ambas as metodologias (M&V e MT&R). Como as metodologias já são conhecidas, o diferencial do trabalho está em automatizar o processo de cálculo e o tratamento dos dados.

Como premissa trabalha-se com toda a edificação. Sendo assim, basicamente são necessárias as informações climatológicas locais, informações estas obtidas junto ao INMET (temperatura), também as faturas de energia elétrica (consumo) e dados operacionais da edificação (ocupação). O *software* calcula automaticamente os Graus Dias de Refrigeração (GDR) e os Graus Dias de Aquecimento (GDA) mensal, de acordo com a localidade da edificação, que são as opções de variáveis independentes, em conjunto com o percentual de ocupação, que a ferramenta oferece.

É digo de nota que, a avaliação está sendo feita em um prédio comercial no Rio de Janeiro com sistema de condicionamento de ar central. Por isso, o cálculo do GDR faz sentido nos dias em que a edificação esteja em operação e climatizado. Deste modo, os finais de semana e feriados são automaticamente excluídos dos cálculos. O preenchimento dos feriados locais e dos sábados e dos domingos fazem parte da biblioteca da ferramenta computacional. A

ferramenta disponibiliza também de entrada para outras contingências, como por exemplo: período de greve, período de pandemia etc. Para alterar o padrão de exclusão do padrão de uso da edificação nos finais de semana, caso a edificação funcione nestes dias, o usuário pode desabilitar tais funções.

Uma linha de base é então obtida correlacionando o consumo de energia da edificação com a(s) variável(is) independente(s) selecionada(s) pelo usuário da ferramenta. Desse modo, torna-se possível obter uma equação do plano (ou hiperplano) para a linha de base em função de múltiplas variáveis independentes simultaneamente.

Em termos de M&V, a economia de energia é calculada por ambos os métodos apresentados no PIMVP: método da economia de energia evitado e método normalizado. Para este último é necessário alimentar a planilha com os dados climáticos do AMT da cidade em questão.

Para a validação dos resultados, faz-se uma análise estatística dos dados a fim de excluir os *outliers* (intrusos), como também, validar o modelo com base nos critérios apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Critérios estatísticos utilizados para validação do modelo da linha de base energética

Parâmetro estatístico	Nomenclatura	Critério	Observação
Coeficiente de determinação	R^2	$\geq 0,75$	Critério estatístico mais utilizado
Coeficiente de determinação ajustado	$R^2_{Ajustado}$	$\geq 0,75$	Aplicável quando o modelo tem mais de uma variável independente
Erro Padrão do modelo	$EP_{\hat{Y}}$	$\leq 2 \times Economia\ prevista$	
Estatística t dos coeficientes	t_b	$t_b \geq t_{crítico}$	
Estatística F	F	$F \geq F_{crítico}$	Verificar se modelos com R^2 alto ocorrerem por acaso
Coeficiente de variação	$CV(EMQ)$	$\leq 20\%$	Representa variação entre as medições
Erro Médio Sistemático	EMS	$\leq 0,005$	Viés do modelo
Outlier	$Outlier$	$> 2s$	Pontos fora da curva

Após a validação da linha de base, o programa faz uso dela para calcular o consumo de energia projetado.

Em termos de MT&R, a ferramenta primeiramente calcula a diferença entre os consumos previstos e o real para assim calcular e traçar a soma cumulativa das diferenças ao longo do tempo. Nesse ponto, o usuário pode escolher, por exemplo, a quantidade de pontos de melhor performance e a

ferramenta obtém por meio de nova regressão linear uma equação para a meta do consumo energético. Assim, o *software* traça a carta de controle onde é possível identificar em que nível de performance atual está a edificação. Desse modo, é possível tomar uma ação de eficiência energética antes que ela perca em performance. Sendo assim, a ferramenta desenvolvida auxilia tanto na gestão de energia quanto na mensuração do desperdício evitado devido a uma ação ou conjunto de AEEs.

4. RESULTADOS

Os dados apresentados nesta seção se referem a um estudo de caso real de uma edificação localizada no centro do Rio de Janeiro. A fim de apresentar a ferramenta computacional desenvolvida e mostrar resultados diferentes dos corriqueiramente encontrados na literatura, uma pergunta hipotética foi levantada: qual seria o consumo de energia ao longo de um ano de uma edificação idêntica ao do caso real, inclusive com a mesma ocupação, porém localizada em capitais brasileiras diferentes?

Para responder este questionamento, similarmente ao procedido para estudos relacionados a M&V e a MT&R, é necessário construir uma linha de base energética. Como comentado anteriormente, existem outras variáveis que impactam o consumo de energia de uma edificação, porém no caso em estudo utilizou-se como variáveis independente GDR e a ocupação, obtendo assim o plano da linha de base apresentada na Figura 1.

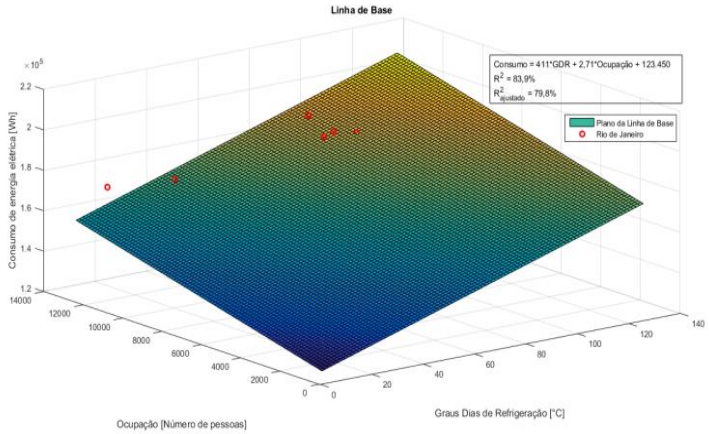


Figura 1 – Linha de base energética da edificação localizada no Rio de Janeiro

Após a validação física e estatística do modelo, passa-se agora ao cálculo do consumo de energia que ocorreria se a edificação estivesse em outra localidade. Porém, primeiramente é necessário obter os valores de GDR das diferentes cidades para em seguida, considerando o mesmo nível de ocupação, calcular o consumo de energia previsto pela equação da linha de base energética. Obtendo assim os resultados encontrados no gráfico da Figura 2.

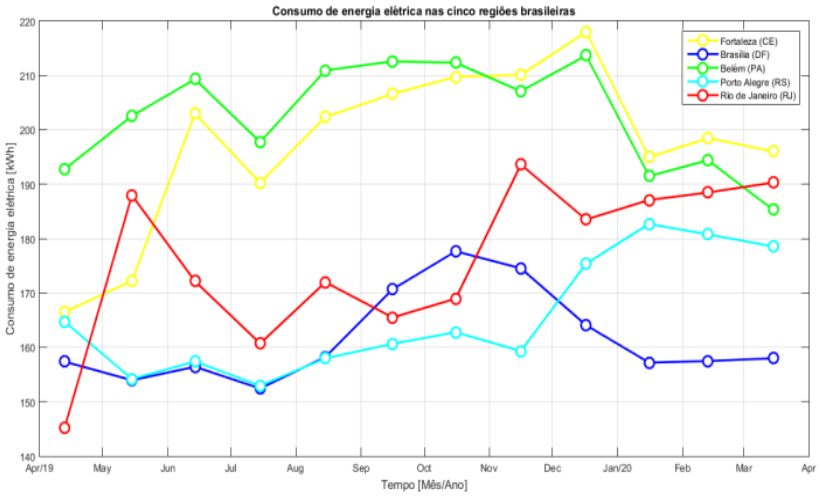


Figura 2 – Consumo de energia previsto para as demais localidades

Analisando a Figura 2 constata-se que se a edificação estivesse localizada nas cidades Fortaleza e Belém consumiria mais de energia e se estivesse na cidade de Brasília e Porto Alegre consumiria menos de energia quando comparado ao Rio de Janeiro.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho é fruto da melhoria da primeira versão da ferramenta computacional desenvolvida no âmbito da implementação de projetos de eficiência energética das empresas do sistema Eletrobras. A versão atual conta com diversas melhorias em relação a sua antecessora, a saber: desenvolvida em linguagem computacional mais adequada para um *software* deste tipo, o que permite trabalhar com dados climáticos de várias localidades com custo computacional reduzido; ampliação dos critérios estatísticos para validação da linha de base energética; inclusão da metodologia de MT&R (fundamental quando o objetivo é gestão), dentre outras.

Apesar da simplicidade, o estudo de caso apresentado demonstra as diferentes aplicabilidades que a ferramenta permite explorar, uma vez que com um esforço computacional e humano reduzido é possível simular o comportamento do consumo energético em diferentes localidades. Várias outras simulações estão em fase de planejamento e pretende-se em breve apresentar os resultados

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American society of heating, refrigeration, and air conditioning engineers. Measurement of energy and demand savings, guideline 14-2002. Atlanta: ASHRAE

Australian energy performance contracting association. A best practice guide to measurement and verification of energy savings. Commonwealth of Australia (2004)

Department of Energy (USA). M&V guidelines: measurement and verification for federal energy projects. Version 2.2 - FEMP (2002)

ESKOM, The measurement and verification guideline for demand-side management projects. Version 5 (2006)

EVO and INEE, PIMVP - Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance - volume 1, vol. 1. 2012

ISO, “STANDARD ISO 50001”, 2011.

TRIPP, Doug; DIXON, Stephen. Monitoração, verificação e gestão de índices: guia avançado. Tradução: Andreas A. Hahn. Rio de Janeiro: ELETROBRAS/PROCEL, 2004. 64 p. (Eficiência Energética Industrial)

GÁS NATURAL VEICULAR DE ORIGEM FÓSSIL E RENOVÁVEL NO TRANSPORTE PESADO DO BRASIL

Maxiane Cardoso[1]; Dominique Mouette[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

O objetivo deste artigo é analisar a substituição de diesel por gás natural veicular (GNV) de origem fóssil e renovável (biometano) no setor de transporte brasileiro, especialmente o transporte rodoviário pesado, caminhões e ônibus, abordando sua colaboração aos compromissos assumidos pelo Brasil em 2016, face do Acordo de Paris. A promessa de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) no segmento de transportes e gerar benefícios ambientais, sociais e de saúde pública. Os resultados da análise da atual frota movida a GNV em operação mostraram a viabilidade conjuntural de sua utilização no trecho Rio - São Paulo, devido a infraestrutura instalada em postos de combustíveis, que permite abastecimento da frota tanto por GNV de origem fóssil, e algumas garagens particulares que realizam o abastecimento de biometano. Essa associação contribui, não só para uma maior eficiência junto a políticas de sustentabilidade, entendo que tais empresas possuem metas claras e objetivas de descarbonização de seu processo produtivo; quanto corrobora com o país na busca pelo alcance das metas de redução de emissões de GEEs. Embora a produção e uso do biometano ainda não seja representativa, é possível concluir que esta fonte de energia tem alto valor agregado.

Palavras-chave: Gás Natural, Biometano, Combustíveis Renováveis, Emissões de GEE.

ABSTRACT

The objective of this article is to analyze the replacement of diesel with vehicular natural gas (CNG) of fossil and renewable origin (biomethane) in the Brazilian transport sector, especially heavy road transport, trucks and buses, addressing

its collaboration with the commitments made by Brazil in 2016, in the face of the Paris Agreement. The promise is to reduce greenhouse gas (GHG) emissions in the transportation segment and generate environmental, social, and public health benefits. The results of the analysis of the current natural gas-powered fleet show that natural gas is a viable fuel alternative when all factors are considered for natural gas use on the Rio - São Paulo corridor where the infrastructure already exists to allow refueling both with natural gas as a fossil fuel and in some private fuel stations, refueling with biomethane. This set of factors not only contributes to greater efficiency, but also to sustainability policies, taking into consideration that these businesses have clear targets and objectives to decarbonize their production processes; it also aids Brazilian objectives to reach greenhouse gas emissions targets. Although the production and use of biomethane are not yet representative, it is possible to conclude that this energy source has high added value.

Keywords: Natural Gas, Biomethane, Renewable Fuels, GHG Emissions**.**

1. INTRODUÇÃO

O gás natural (GN) é visto como uma fonte de energia de transição do petróleo para as energias renováveis, devido à redução na emissão de gases de efeito estufa (GEE) em relação a outros combustíveis fósseis. Segundo Santos (2002, p. 93 e 94), o GN “tem uma vantagem ambiental significativa no que tange ao problema do efeito estufa. Em substituição aos demais combustíveis fósseis, o gás provoca redução de emissões de CO_2”. Ou seja, o GN é uma alternativa estratégica para a transição energética por dois motivos: sua abundância, principalmente com a descoberta do pré-sal (2006) e o potencial de produção do biometano com suas vantagens ambientais.

A demanda global de GN apresenta crescimento e segundo a *International Energy Agency* (IEA, 2022) prevê um incremento global anual de 1,4% até 2040, levando em consideração sua capacidade de promover a transição energética. O aumento do consumo para o próximo decênio tende a acontecer principalmente em países com estratégias já anunciadas de

substituição de fontes como o carvão e os derivados de petróleo por gás natural (IEA, 2020). Tal aumento de demanda influenciará o mercado de GN brasileiro principalmente por meio do GNL, cujo preço no mercado spot depende fortemente do balanço de oferta e demanda no mercado mundial (EPE, 2020).

A oferta energética brasileira possui 48% de toda sua energia oriunda de fontes renováveis (EPE, 2021), uma realidade diferente da observada no cenário mundial, onde o percentual de combustíveis fósseis chega a 81,0% (ENERDATA, 2018; IEA, 2019). E, enquanto na oferta energética mundial o GN ocupa a terceira posição, no Brasil aparece na sexta posição empatado com a lenha (EPE, 2021). Na Figura 1 podemos observar uma estagnação na utilização de GN e um aumento da participação de renováveis.

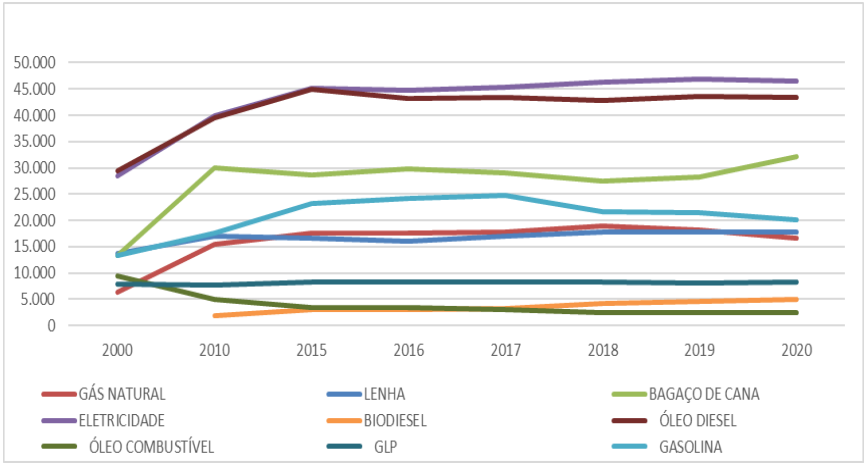


Figura 1 – Consumo por fonte energética no Brasil 2000 – 2020Fonte: BEN 2020, EPE 2021

2. BRASIL – EMISSÕES DE GEE

As emissões antrópicas totais associadas à matriz energética brasileira alcançaram 416,1 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO2-eq), sendo a maioria (192,7MtCO2-eq) gerada no setor de transportes (EPE, 2021). No entanto, analisando as emissões totais de CO_2 do setor energético, o transporte rodoviário tem sido responsável por mais de 70% das emissões deste setor, reforçando o argumento que o uso de fontes renováveis é

fundamental na diversificação da matriz energética, tornando o desenvolvimento socioeconômico menos dependente dos combustíveis fósseis.

Com grande relevância na economia nacional o setor de transporte de cargas é o maior consumidor de diesel, portanto atuando como principal emissor deste segmento, conforme observamos na Figura 2, as emissões totais de CO_2 do setor energético, o setor de transporte responde por 45,1% (EPE, 2021).

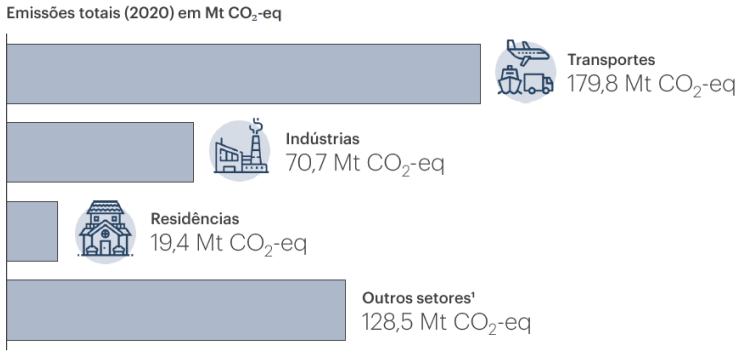


Figura 2: Total de emissões de CO2 – matriz energética do Brasil
Fonte: EPE - BEN, 2021

Diante deste cenário tornar-se importante encontrar alternativas renováveis ou no mínimo menos carbono intensivo para o setor de transporte. Discursões e ações em pesquisas e desenvolvimento P&D, leis e regulamentações, e investimento em infraestrutura são relevantes para estruturação deste setor.

Ponderando que o Brasil permanece como um dos quinze países que mais emitem GEE (RITCHIE; ROSER, 2017) e essa grande representatividade em relação às emissões de dióxido de carbono, que se encontra relacionada a mudança no uso da terra (desmatamento, por exemplo) fazendo-se muito mais relevante no total das emissões do que qualquer outra fonte (SEEG, 2021). Tais informações nos colocam na contramão dos dezessete objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) criados pela Organização das Nações Unidas (ONU), os quais deverão ser implementados por todos os países do mundo até 2030, além dos acordos associados às mudanças climáticas firmados

ao longo dos últimos anos desde a criação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), em 1988.

3. BIOMETANO

O biometano é metano produzindo através de resíduos orgânicos, ou seja, GN de origem renovável; assim sua utilização como combustível veicular para atender a demanda de frota de veículos pesados representa um avanço no controle das emissões de GEE e contribui para a transição energética. O GN e o biometano se apresentam como importante agente, garantindo o abastecimento da frota e contribuindo para diminuir a emissão de GEE, quando comparado ao óleo combustível, óleo diesel e ao carvão mineral.

Segundo a Cibiogás (2021) o país possui cerca de 652 plantas produzindo biogás, porém para a produção de biometano essa realidade cai drasticamente para 16 unidades, sendo 6 de grande porte, com produção total diária de 750mil Nm3/dia, conforme tabela abaixo. Uma produção ainda sem expressão diante da oferta nacional de GN, que segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), na média no ano de 2021 foi ofertado 45,36 milhões Nm3/dia, portanto o biometano representa apenas 0,01% desta oferta, e ainda não faz parte destes dados de acompanhamento. Além da pequena produção, de acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (2021) a comercialização deste energético está autorizada em apenas três unidades, uma no Ceará e duas no Rio de Janeiro.

Tabela 1 – Produção de biometano

SETOR	MUNICIPIO	UF	PORTE	PRODUÇÃO	
				Nm³/dia	Nm³/ano
Agropecuária	São Paulo	SP	Grande	360.000	131.400.000
RSU ou ETE	Seropédica	RJ	Grande	144.000	52.560.000
RSU ou ETE	Fortaleza	CE	Grande	85.000	31.025.000
Indústria	Narandiba	SP	Grande	62.353	22.759.000
RSU ou ETE	Duque de Caxias	RJ	Grande	48.000	17.520.000
RSU ou ETE	São Pedro da Aldeia	RJ	Grande	16.000	5.840.000
Agropecuária	Castro	PR	Médio	13.075	4.772.375
Agropecuária	Harmonia	RS	Médio	11.500	4.197.500
Indústria	Montenegro	RS	Médio	10.000	3.650.000
Indústria	Moju	PA	Médio	4.843	1.767.797
RSU ou ETE	Franca	SP	Pequeno	2.500	912.500
Agropecuária	Piraí do Sul	PR	Pequeno	1.938	707.370
Agropecuária	Castro	PR	Pequeno	1.200	438.000
RSU ou ETE	Foz do Iguaçu	PR	Pequeno	520	189.800
Agropecuária	Patos de Minas	MG	Pequeno	350	127.750
Agropecuária	Concórdia	SC	Pequeno	25	9.125
			TOTAL	**761.305**	**277.876.217**

Fonte: Elaboração própria a partir do Biogasmap Cibiogas (2022)

Conforme já relatado, a oferta do biometano ainda não possui uma escala representativa, contudo há sinais de que há uma demanda crescente por este produto, principalmente por seu apelo sustentável. Empresas com compromissos públicos de redução de emissões de GEE estão investindo em alternativas para suas operações, buscando adequar a cadeia produtiva a nova realidade que busca processos mais ambientalmente responsáveis e menos carbono intensivo.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO

Tendo o setor de transporte tamanha participação nas emissões de GEE no Brasil, pesquisas e aplicações para sua redução constam na agenda nacional,

tanto governamental quando privada. No âmbito do governo federal, leis como o Renovabio (Lei nº 13.546/2017) que possui o objetivo de expandir a produção de biocombustíveis no país, baseada na previsibilidade, na sustentabilidade ambiental, econômica e social, e compatível com o crescimento do mercado, somando a estas questões, com foco na sociedade civil temos os 17 objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS), parte da agenda 2030 criada pela Organização das Nações Unidades (ONU), onde, dentro das diferentes temáticas destacamos as de água e saneamento, energia, crescimento econômico sustentável, infraestrutura, cidades sustentáveis, padrões sustentáveis de consumo e de produção, mudança do clima. Essa agenda tem a participação e comprometimento da maioria dos países, assim como da sociedade civil, em um claro direcionamento e com ações práticas para a sustentabilidade das gerações atuais e futuras.

Assim empresas privadas assumem compromissos públicos através de seus relatórios de Sustentabilidade e buscam alternativas para redução de emissões e de sustentabilidade. Dentro deste contexto, a Scania, uma produtora sueca de caminhões, ônibus e motores automobilísticos, declarou seu objetivo em guiar a mudança com a condução de um sistema de transporte sustentável. Estabeleceu uma meta em que os veículos produzidos em 2025 deverão ter emissões de CO_2 20% menores por quilômetro em comparação com os veículos produzidos em 2015. Isso resultou no desenvolvimento de motores movidos a fontes renováveis de combustível ou gás natural, em seus diferentes estágios – comprimido ou liquefeito – e de suas diferentes fontes – fóssil ou renovável - para o motor de combustão. Um veículo funcionando com biometano pode reduzir as emissões de CO_2 do *Well-to-Wheel* em até 80%, em comparação com um equivalente em diesel fóssil.

Grandes transportadoras parceiras da Scania e imersas no ecossistema de transporte, trabalham em estreita colaboração com os clientes, operadores logísticos e transportadores, fornecedores de infraestrutura, fornecedores de combustível e outros tomadores de decisão. Em 2021 iniciou se a comercialização e as operações comerciais com caminhões movidos da GNV e

biometano, hoje cerca de 103 unidades estão em operação no eixo Rio – São Paulo, demonstrando sua viabilidade. A tabela 2 foi produzida a partir de pesquisa nos sites dos operadores logísticos, transportadoras e empresas e permite visualizar o número de caminhões em operação com GN e GNL.

TABELA 2 – Frota de caminhões à GN por empresa

Transportadoras	Total
APK Logística	2
Transmaroni Transportes Brasil	38
Morada	10
Jomed Logística	9
R N Transportes	12
Trans Tassi	4
Transp. Sider	3
TransLute	5
Luizinho Transportes	2
PepsiCo	18
Total Geral	**103**

Fonte: elaboração própria através de coleta de dados

No caso dos ônibus a GN segundo a Scania, ainda é um mercado a ser desenvolvido, com grande potencial, porém os equipamentos ainda se encontram em fase de teste, há um veículo atendendo a fretamento da empresa Turis Silva RS, e outro junto a Viação Cometa atuando no estado de SP. Alguns outros ônibus movidos a GN estão em teste, porém no sistema de conversão diesel – GN, e sem escala comercial.

Fatos relevantes ao fomento do biometano podemos citar dois, i) início do fornecimento de biometano, pela Usina Cocal a indústria YesSinergy, produtora de nutrição animal e ii) contrato de longo prazo entre a Raízen e a Yara – fertilizantes, com fornecimento de 20mil Nm3/dia de biometano;

demostrando que o aumento da produção de biometano tem mercado certo para absorver a produção.

5. CONCLUSÃO

Segundo Machado et al., (2021) os países basearam suas políticas em três problemas principais, segurança e suficiência energética, controle da poluição e redução das emissões de GEE. O aumento do uso do GN pelo setor de transportes no mundo tem sido impulsionado por políticas que incentivam a adoção da tecnologia através de isenções e subsídios fiscais, desenvolvimento da infraestrutura, plantas de liquefação e plantas de regaseificação.

Aumentar os benefícios ambientais e manter um sistema nacional coeso com a política de biocombustíveis, o GN deveria conter uma parcela de biometano, da mesma forma que a gasolina e o diesel possuem uma parcela do biocombustível (etanol e biodiesel). Esta regulamentação pode ser inserida através dos órgãos legislativos, objetivando aumentar as participações, preferencialmente até 2030, quando a redução das emissões de GEE as metas são devidas pelo país (Brasil, 2015).

Segundo o NGVA (2019), a inserção de 30% de biometano na rede de distribuição do GN reduziria as emissões de CO2 em 45%. Nesse sentido, o incentivo para a produção de biometano é um caminho favorável e fortalecedor elemento para o desenvolvimento da utilização do GNL nos transportes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENCIA-IEA, I. ENERGY. WorldEnergyBalancesHighlights_final, [s.d.]. Disponível em: https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/world-energy-balances-and-statistics

ANP. Painel Dinâmico de Produtores de Biometano. 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-lanca-painel-dinamico-de-produtores-de-biometano

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GÁ NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Renovabio. Disponível em: http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio. Acesso em: 27 mai. 2020.

CIBIOGAS ENERGIAS RENOVÁVEIS. Biogasmap. Disponível em: mapbiogas.cibiogas.org. Acesso em: 14 jan. 2022.

EPE. Balanço Energético Nacional 2020: Relatório síntese, ano base 2019. Empresa de Pesquisa Energética, p. 73, 2020.

EPE. Balanço Energético Nacional. EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados

-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021. Acesso em: 10 dez. 2021.

ENERDATA. Total energy consumption. 2018. Disponível em: https://yearbook.

enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html. Acesso em: 10 dez.2021.

Hekkert, M.P., Hendriks, F.H.J.F., Faaij, A.P.C., Neelis, M.L., 2005. Natural gas as an alternative to crude oil in automotive fuel chains well-to-wheel analysis and transition strategy development. Energy Policy.IEA. IEA Atlas of Energy. 2019. Disponível em: http://energyatlas.iea.org/#!/info/map. Acesso em: 15 dez. 2021.

BRASIL. LEI N^{0} 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (Renovabio).

MME. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural de dezembro de 2019. 2019. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural. Acesso em: 20 dez. 2021.

NGVA, 2019. Gas in transport manifesto with five core policy recommendations. Europa, Natural & bio Gas Vehicle Association. Disponível em:

https://www.ngva.eu/medias/gas-in-transport-manifesto-with-five-core-policy-recommendations. Acesso em: 10 jan. 2022.

RITCHIE, H.; ROSER, M. CO2 and Greenhouse Gas Emissions. 2017. Disponível em: https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions. Acesso em: 13 dez 2020.

SANTOS, E. M. Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume, 2002.

SANTOS, E. M., FAGÁ, M. T. W., BARUFI, C. B.; POULALLION, P. L. Natural gas – The construction of a new civilization. Estudos Avançados, v. 21, n. 59, p. 67-90, 2007.

SEEG, Brasil. Emissões totais. SEEG - Sistema de estimativas de emissões de gases de efeito estufa, 2021. Disponível no site: https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission#. Acesso em 12 jan. 2022.

GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE PELO APROVEITAMENTO DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR

Felipe Dias de Azevedo[1]; Mayara Régia Sousa de Melo[1]; Carla Kazue Nakao Cavaliero[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

A biomassa da cana-de-açúcar no Brasil é destaque entre as fontes renováveis de energia, porém apenas 15% do seu potencial é aproveitado. O estudo analisa a capacidade de geração de bioeletricidade pelo aproveitamento da palha em usina sucroalcooleira, no âmbito nacional. Considera-se uma usina com 1.556.520t de cana disponível, sendo 1.438.800t de colmo e 117.720t de palha, e o sistema de Separação e Limpeza de Cana a Seco (SLCS) com três tipos de ventilação das colhedoras e respectivamente as quantidades de cana moídas, respeitando a proporção de 60% da colheita mecanizada e 40% manual através de queimadas. Observa-se que o consumo extra da palha que passa pelo processo de preparo para queima na caldeira aumenta quando a colhedora trabalha sem ventilação. A geração total e exportação de energia também varia de acordo com o sistema de ventilação. Constata-se que a geração de energia aumenta com uma maior introdução de palha na indústria e, consequentemente, a quantidade de energia para exportação também aumenta. Verifica-se também que a melhor eficiência de exportação de energia por quantidade de cana (135 kW/tcana) ocorre com o SLCS ligado e com a colhedora sem ventilação e a menor eficiência ocorre quando a colheita é totalmente manual através de queimada, devido a não utilização da palha como combustível suplementar para queima na caldeira. Por fim, nota-se que o aproveitamento da palha melhora a produção energética.

Palavras-chave: Bioeletricidade; Biomassa; Palha de cana-de-açúcar.

ABSTRACT

Sugarcane biomass in Brazil stands out among renewable energy sources, but only 15% of its potential is used. The study analyzes the capacity to generate bioelectricity through the use of straw in a sugar and ethanol plant, at the national level. A plant with 1,556,520t of available cane is considered, with 1,438,800t of thatch and 117,720t of straw, and the Dry Cane Separation and Cleaning (SLCS) system with three types of harvester ventilation and respectively the quantities of crushed cane, respecting the proportion of 60% mechanized harvesting and 40% manual through burning. It is observed that the extra consumption of straw that goes through the preparation process for burning in the boiler increases when the harvester works without ventilation. The total generation and export of energy also varies according to the ventilation system. It appears that energy generation increases with a greater introduction of straw in the industry and, consequently, the amount of energy for export also increases. It is also verified that the best energy export efficiency per amount of cane (135 kW/tcane) occurs with the SLCS on and with the harvester without ventilation and the lowest efficiency occurs when harvesting is completely manual through burning, due to not using straw as supplementary fuel for burning in the boiler. Finally, it is noted that the use of straw improves energy production.

Keywords: Bioelectricity; Biomass; Sugar cane straw.

1. INTRODUÇÃO

A biomassa da cana-de-açúcar representa 19,1% do conjunto de fontes renováveis que constituem a oferta de energia do país (UDOP, 2021) e a bioeletricidade resultante é a quarta fonte mais importante da matriz energética brasileira (UNICA, 2021). A biomassa da cana-de-açúcar é destaque entre as fontes renováveis de energia (MAPA, 2014), porém apenas 15% do seu potencial é aproveitado (UNICA, 2021).

Impulsionada pelo RenovaBio e um ambiente de negócios favorável, a bioeletricidade para a rede apresenta potencial de crescimento de mais de 55% até 2030 (UNICA, 2021). Apenas em 2020, a geração a partir da cana-de-açúcar

foi de 22.600 GWh, 82% de toda a geração de energia de biomassa no país (UNICA, 2021), equivalente à energia produzida por três usinas de Belo Monte (UDOP, 2021).

O estudo visa analisar a capacidade de geração de bioeletricidade pelo aproveitamento da palha de cana de açúcar no contexto de usina sucroalcooleira, no âmbito nacional. Para isso, recorre-se à revisão de dados sobre a produção da palha na atualidade, métodos de coleta e transporte, e informações sobre a produção energética nas caldeiras a vapor.

2. METODOLOGIA

Propõe-se, por meio de pesquisa bibliográfica, com abordagem quantitativa e qualitativa e procedimento de revisão da literatura, estimar a capacidade de geração de bioeletricidade pelo aproveitamento da palha de cana-de-açúcar no contexto de usina sucroalcooleira, no âmbito nacional. Recorreu-se à dados sobre a produção da palha na atualidade, métodos de coleta e transporte, e informações sobre a produção energética nas caldeiras a vapor. Os dados revisados foram obtidos a partir de fontes nacionais especializadas no setor, como a União Nacional da Bioenergia (UDOP), União da Indústria de cana-de-açúcar (UNICA), Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), além de consulta a artigos e dissertações.

A maior parte das caldeiras tem capacidade de geração de vapor de 150 a 250 t/h e eficiência acima de 85% (NOVA CANA, 2021). Parâmetros considerados: pressão do vapor a 65 bar, temperatura do vapor a 510ºC, demanda de vapor no processo de 342-402 kg/tcana, consumo de eletricidade de 32 kWh/tcana, eficiência nominal da turbina de 85%, eficiência nominal da caldeira de 88%, geração específica de excedente de eletricidade usando apenas o bagaço de 60-70 kWh/tcana e geração específica de excedente de eletricidade usando o bagaço e a palha de 125-130 kWh/tcana (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

Os dados de entrada utilizados para o cálculo de exportação de energia e eficiência térmica são os seguintes: rendimento da caldeira a 86%, entalpia da

água de alimentação da caldeira de 440 kJ/kg, entalpia de vapor gerado de 3.483 kJ/kg, consumo de vapor de processo de 430 kgvapor/tcana, consumo do setor de extração de caldo de 5 kgvapor/kW, consumo do condensador de 3 kgvapor/kW, consumo específico de 16 kWh/tcana e consumo da moenda de 15 kWh/tcana (JÚNIOR; AGUDO, 2009). Considera-se uma usina com moagem média de 1.500.000 toneladas de cana, com um Poder Calorífico Inferior (PCI) de palha na ordem de 12.905 kJ/kg (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

2.1 Produção de vapor por palha pela caldeira

$$Pcald_{Palha} = \frac{\eta_{Cald}.PCI_{Palha}}{(h_{Vger} - h_{Aal})}$$

Onde: $Pcald_{Palha}$ é a produção de vapor por palha pela caldeira (kg_{vapor}/kg_{palha}); η_{Cald} é o rendimento da caldeira $(\%)$; PCI_{Palha} é o Poder Calorífico Inferior da palha (kJ/kg); h_{Vger} é a entalpia do vapor gerado (kJ/kg); h_{Aal} é a entalpia da água de alimentação (kJ/kg). A produção de vapor por bagaço corresponde a 2,04 $kg_{vapor}/kg_{bagaço}$.

2.2 Vapor gerado pela caldeira

$$V_{Ger} = (Pcald_{Bag}.Bag_{Disp}) + (Pcald_{Palha}.Palha_{Disp})$$

$$V_{Ext} = CV_{Proc}M_{Safra}/1000$$

$$V_{Cond} = V_{Ger} - V_{Ext}$$

Onde: V_{Ger} é o vapor gerado pela caldeira $(t/safra)$; V_{Ext} é o vapor destinado à extração da turbina $(t/safra)$; V_{Cond} é o vapor destinado à condensação da turbina $(t/safra)$; Bag_{Disp} é o bagaço de cana disponível $(t/safra)$; $Palha_{Disp}$ é a palha disponível $(t/safra)$; M_{Safra} é a moagem total

$(t/safra)$; CV_{Proc} é o consumo de vapor pelo processo (kg/t_{cana}) (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

2.3 Geração de energia através da extração e condensação da turbina a vapor

$$G_{Ext} = V_{Ext}/C_{Ext}$$
$$G_{Cond} = V_{Cond}/C_{Cond}$$

Com a somatória das duas equações acima encontra-se a geração total da turbina extração/condensação:

$$G_{Total} = G_{Ext} + G_{Cond}$$

Onde: G_{Ext} é a geração de energia através da extração da turbina (MW); G_{Cond} é a geração de energia através da condensação da turbina (MW); G_{Total} é a geração total da turbina (MW); C_{Ext} é o consumo da turbina na extração (kg_{vapor}/kW), o qual se assume ser 5 kg_{vapor}/kW; C_{Cond} é o consumo da turbina na condensação (kg_{vapor}/kW), o qual se assume ser 3 kg_{vapor}/kW (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

2.4 Consumo de energia interno do processo e consumo da moenda

$$Cint_{Proc} = M_{Safra}Cesp_{Proc}/1000$$
$$C_{Moenda} = M_{Safra}Cesp_{Moenda}$$

Onde: $Cint_{Proc}$ é o consumo de energia interno do processo (MW/safra); M_{Safra} é a moagem total (t/safra); $Cesp_{Proc}$ é o consumo específico do processo (kWh/tcana); C_{Moenda} é o consumo de energia pelas moendas (kWh/tcana);

$Cesp_{Moenda}$ é o consumo específico da moenda (kWh/tcana) (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

2.5Consumo total de energia pela planta sucroalcooleira

$$C_{Total\_Planta} = Cint_{Proc} + C_{Moenda} + Cextra_{Palha}$$

$$Exp_{Total} = G_{Total} - C_{Total\_Planta}$$

$$\varepsilon_{Energética} = (Exp_{Total\_Energia} . 1000/M_{Safra}$$

Onde: C_{Total_Planta} é o consumo total de energia na planta sucroalcooleira (MW/safra); $Cextra_{Palha}$ é o consumo extra de energia no processamento da palha (MW/safra); Exp_{Total} é a exportação total de energia (MWh/safra); $\varepsilon_{Energética}$ é a produção energética (kWh/tcana) (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Entre 2020 e 2021, o Brasil já produziu cerca de 657.433t de cana-de-açúcar, sendo a região Centro-Sul a maior produtora (605.462 t) em comparação com a região Norte-Nordeste (51.970 t). Os estados que constituem a maior região produtora também apresentam os maiores índices de geração de bioeletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar, são eles: São Paulo (53%), Minas Gerais (15%), Goiás (13%) e Mato Grosso do Sul (11%) (OBSERVATÓRIO DA CANA, 2021).

A palha é um subproduto da cana-de-açúcar, composta por folhas verdes, secas e pontas da cana (TUFAILE NETO, 2005), e o bagaço é um resíduo gerado na etapa de extração do caldo da cana. A queima conjunta apresenta grande potencial energético que pode tornar a produção de bioeletricidade mais atrativa no setor. O aproveitamento do bagaço é a razão pela qual as usinas sucroalcooleiras brasileiras são autossuficientes em energia elétrica (SOUZA, 2006).

A palha geralmente fica depositada sobre a cultura, porém em alguns

lugares ainda é queimada (CORTEZ, 2006). Ao coletar a palha e transportá-la do campo até a usina, esta pode ser utilizada para combustão. Outro fator importante está relacionado à composição da palha e ao seu alto teor de cinzas (BIZZO *et al.*, 2014). A alta umidade demanda maior consumo de energia e o alto teor de cinzas implica em problemas de corrosão em superfícies de troca térmica, facilitando a incrustação e deposição de resíduos nos equipamentos industriais (MERCANTE, 2021).

O sistema de cogeração em usinas é um processo produtivo relacionado ao calor útil e à energia mecânica a partir da energia química fornecida pela biomassa da cana. Também é possível extrair vapor de uma turbina sob determinadas condições de pressão e temperatura (MAIA, 2017). Quanto maior for a energia contida em um combustível, maior seu poder calorífico, variável muito importante para determinar a qualidade do combustível utilizado como fonte de energia da caldeira (PERES, 2007). O poder calorífico da palha e o rendimento da geração de vapor desempenham um papel importante na conversão de energia elétrica nos geradores (GERMEK, 2005). Considera-se uma usina com moagem média de 1.500.000 t de cana, com um PCI de palha na ordem de 12.905 kJ/kg (JÚNIOR; AGUDO, 2009). A porcentagem de separação de palha pelas colhedoras está representada na Tabela 1 (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

Tabela 1 - Porcentagem de separação de palha pelas colhedoras

Tipo de colheita	Palha no campo	Palha para a indústria
Ventilada	80%	20%
Parcialmente ventilada	50%	50%
Sem ventilar	6%	94%

As colhedoras de cana apresentam três tipos de variação na ventilação para a separação de palha já no campo (Tabela 1), sendo assim, considerando 60% da colheita mecanizada e o restante manual através de queimadas (40%), chega-se a um valor disponível no canavial de 1.556.520t de cana de açúcar a

ser colhida, deste total cerca de 1.438.800t são referentes a colmo e 117.720t referentes a palha (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

De acordo com o tipo de sistema de ventilação das colhedoras e respectivamente as quantidades de cana moídas, obtêm-se as quantidades de bagaço e palha apresentadas na Tabela 2 (JÚNIOR; AGUDO, 2009), que são destinadas à queima na caldeira. Considera-se que a palha já esteja preparada para a devida queima em uma caldeira de alta pressão, sendo utilizado o Sistema de Limpeza de Cana a Seco (SLCS).

Tabela 2 - Quantidade de bagaço e palha destinado à queima em uma caldeira de alta pressão

Tipo de colheita	Tipo de ventilação	Bagaço derivado da moagem (t)	Palha preparada para queima (t)	Total (t)
SLCS Ligado	Ventilada	392.534	9.641	402.175
	Parcialmente ventilada	413.388	24.103	437.491
	Sem ventilação	443.974	45.314	489.288
Colheita manual (Queimada)		378.631	0,00	378.631

Considerando o rendimento da caldeira de 86%, a entalpia da água de alimentação da caldeira de 440 kJ/kg e o vapor gerado igual a 3.483 kJ/kg, obtêm-se os consumos da moenda, interno do processo e do preparo da palha para queima na caldeira (em MWh/safra) apresentados na Tabela 3 (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

Tabela 3 - Consumo da moenda e da palha em MWh/safra

Tipo de colheita	Tipo de ventilação	Consumo moenda	Consumo extra palha	Consumo processo	Consumo total
SLCS Ligado	Ventilada	21.790	2.373	23.243	47.407
	Parcialmente ventilada	22.103	4.854	23.577	50.535
	Sem ventilação	22.562	8.493	24.066	55.122
Colheita manual (Queimada)		21.582	0	23.020	44.603

Observa-se que o consumo extra da palha que passa pelo processo de preparo para queima na caldeira aumenta à medida que diminui a eficiência de ventilação da colhedora, ocorrendo um maior consumo quando a colhedora trabalha sem ventilação. Assim, a geração total e exportação de energia, de acordo com o sistema de ventilação das colhedoras, são apresentadas na Tabela 4 (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

Tabela 4 - Geração total de energia e exportação por safra em MWh/safra

Tipo de colheita	Tipo de ventilação	Geração total de energia	Exportação de energia
SLCS Ligado	Ventilada	187.904	140.497
	Parcialmente ventilada	216.660	166.124
	Sem ventilação	258.832	203.710
Colheita manual (Queimada)		168.734	124.132

Constata-se que a geração de energia aumenta com uma maior introdução de palha na indústria e, consequentemente, a quantidade de energia para exportação também aumenta. Salienta-se que quando a colhedora trabalha com sua eficiência de ventilação baixa, isto é, parcialmente ventilada, a geração de energia aumenta devido a uma maior quantidade de palha que é queimada na caldeira, considerando que seu PCI é quase o dobro do bagaço (7.243 kJ/kg) (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

Verifica-se também que a melhor eficiência de exportação de energia por quantidade de cana (135 kW/tcana) ocorre com o SLCS ligado e com a colhedora sem ventilação; e a menor eficiência ocorre quando a colheita é totalmente manual através de queimada, devido a não utilização da palha como combustível suplementar para queima na caldeira, pois através das análises nota-se que o aproveitamento da palha melhora a produção energética (JÚNIOR; AGUDO, 2009).

4. CONCLUSÃO

Considerando uma usina com 1.556.520t de cana disponível, sendo 1.438.800t de colmo e 117.720t referentes a palha, levam-se em conta três quantidades principais de bagaço e palha destinados à queima em uma caldeira de alta pressão, de acordo com o tipo de sistema de ventilação das colhedoras e respectivamente as quantidades de cana moídas, tendo em conta 60% da colheita mecanizada e o restante manual através de queimadas (40%).

O rendimento da caldeira é de 86%, a entalpia da água de alimentação da caldeira de 440 kJ/kg e o vapor gerado igual a 3.483 kJ/kg para obtenção dos consumos da moenda, interno do processo e do preparo da palha para queima na caldeira (em MWh/safra). O consumo extra da palha que passa pelo processo de preparo para queima na caldeira aumenta quando a colhedora trabalha sem ventilação. A geração total e exportação de energia também varia de acordo com o sistema de ventilação das colhedoras.

Em suma, constata-se que a geração de energia aumenta com uma maior introdução de palha na indústria e, consequentemente, a quantidade de energia para exportação também aumenta. Verifica-se também que a melhor eficiência de exportação de energia por quantidade de cana (135 kW/tcana) ocorre com o SLCS ligado e com a colhedora sem ventilação; e a menor eficiência ocorre quando a colheita é totalmente manual através de queimada, devido a não utilização da palha como combustível suplementar para queima na caldeira. Por fim, nota-se que o aproveitamento da palha melhora a produção energética.

5. AGRADECIMENTOS

Este estudo foi apoiado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações - MCTI e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIZZO, W. A., LENÇO, P. C., CARVALHO, D. J., VEIGA, J. P. S. The generation of residual biomass during the production of bio-ethanol from sugarcane, its

characterization and its use in energy production. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 29, p. 589–603, 2014.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S.; Biomassa para energia, Editora da Unicamp, Campinas – SP, Brasil, 2006.

GERMEK, H. A. Análise de decisão sobre o aproveitamento do palhiço da cana-de-açúcar, posto na unidade industrial, para fins de cogeração. 2005. 107 f. Tese (Doutorado em Agronomia/Energia na Agricultura) - Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2005.

JÚNIOR, Romão; AGUDO, Ricardo. Análise da viabilidade do aproveitamento da palha da cana de açúcar para cogeração de energia numa usina sucroalcooleira. 2009. 165 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica - UNESP, Ilha Solteira, São Paulo. 2009.

MERCANTE, A. L. P.. Geração de bioeletricidade, através do bagaço e da palha da cana-de-açúcar. 2021. 35f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Faculdade de Engenharia Agronômica, Universidade Federal de São Carlos, São Paulo, 2021.

MAIA, José Helton Tavares et al. Estudo do potencial da biomassa de bagaço de cana-de-açúcar na Matriz Energética Brasileira. 2017. 64f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, 2017.

MAPA – MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO. Cana de Açúcar. 2014. Disponível em: http://www.agricultura.gov.br/vegetal/culturas/cana-de-acucar. Acesso em: 12 out. 2021.

NOVA CANA. Cogeração: como funciona a geração de energia elétrica numa usina sucroalcooleira. 2021. Disponível em: https://www.novacana.com/usina/cogeracao-como-funciona-producao-energia-eletrica. Acesso em: 20 nov. 2021.

OBSERVATÓRIO DA CANA. Histórico de produção e moagem de cana-de-açúcar. 2020-2021. Disponível em: https://observatoriodacana.com.br/historico-de-producao-e-moagem.php?idMn=31&tipoHistorico=2&acao=visualizar&idTabela=2492&produto=cana&safraIni=2020%2F2021&safraFim=2020%2F2021&estado=RS%2CSC%2CPR%2CSP%2CRJ%2CMG%2CES%2CMS%2CMT%2CGO%2CDF%2CBA%2CSE%2CAL%2CPE%2CPB%2CRN%2CCE%2CPI%2CMA%2CTO%2CPA%2CAP%2CRO%2CAM%2CAC%2CRR. Acesso em: 12 out. 2021.

PERES, S. *et al*. Caracterização e determinação do poder calorífico e do número de cetano de vários tipos de biodiesel através de cromatografia. In: CONGRESSO DA REDE BRASILEIRA DE TECNOLOGIA DE BIODIESEL, 2., Anais ... 2007, Brasília.

SOUZA, R. R. Panorama, oportunidades e desafios para o Mercado Mundial de Álcool Automotivo. 2006. 129 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

TUFAILE NETO, M. A. Characterization of sugar cane trash and bagasse. In: Hassuani S.J, Leal MRLV, Macedo IC, editors. Biomass power generation, sugar cane bagasse and trash, PNUD Programa das Nações Unidas para o desenvolvimento. CTC-Centro de Tecnologia Canavieira; p. 24- 26, 2005.

UDOP - UNIÃO NACIONAL DA BIOENERGIA. Veja como a bioeletricidade pode ajudar Brasil a superar crise hídrica. 2021. Disponível em: https://www.udop.com.br/noticia/2021/09/06/veja-como-a-bioeletricidade-pode-ajudar-brasil-a-superar-crise-hidrica.html. Acesso em: 12 out. 2021.

UNICA - UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR. Bioeletricidade. 2021. Disponível em: https://unica.com.br/setor-sucroenergetico/bioeletricidade/. Acesso em: 12 out. 2021.

GERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ANÁLISE DOS FATORES DE INFLUÊNCIA EM FUNÇÃO DO DELINEAMENTO DE EXPERIMENTOS (DoE)

Acássio Marcelo[1]; Maria Denize[1]; Eduardo Crestana Guardia[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Uma das formas de melhorar o planejamento e reduzir custos é utilizando o Método de Planejamento de Experimentos (DoE), que tem como premissa a análise, modelagem e otimização de experimentos, com confiabilidade estatística e economia de custos. Neste contexto foi analisada a geração solar em função das variáveis meteorológicas: irradiação, temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar, assim como a influência isolada e combinada de cada fator. Os gráficos de Pareto e as curvas de contorno embasam as equações de energia, que nos possibilita a definição dos pontos de ótimo técnico e econômico, contribuindo assim para obter maior eficiência global de todo o sistema estudado e que pode ser implementado em projetos de maior escala e específicos.

Palavras-chave: Planejamento de Experimentos, Geração solar, Irradiação, Temperatura, Umidade, Vento.

ABSTRACT

One of the ways to improve planning and reduce costs is using the Planning of Experiments Method (DoE), which is premised on the planning, analysis, modeling and optimization of experiments, with statistical reliability and cost savings. In this context, solar generation was analyzed as a function of meteorological variables: irradiation, temperature, wind speed and relative air humidity, as well as the isolated and combined influence of each factor. Pareto graphs and contour curves support the energy equations, which allow us to define the technical and economic optimal points, thus contributing to a greater global

efficiency of the entire system studied and that can be implemented in larger scale projects. and specific.

Keywords: Design of Experiments, Solar Generation, Irradiation, Temperature, Humidity, Wind

1. INTRODUÇÃO

Os padrões de vida da atual sociedade evidenciam cada vez mais maior necessidade e dependência de energia. Entretanto, durante muito tempo para suprir tamanha demanda muitos recursos naturais foram utilizados de forma insustentável. A busca por energia renovável e alternativa impulsionou a evolução tecnológica e a implementação de energia solar no mundo. Espera-se que a capacidade instalada acumulada de painéis fotovoltaicos possa atingir 22% da geração global de eletricidade em 2050, o que por vez irá impulsionar a transição para um sistema energético mais sustentável e proporcionará benefícios substanciais em termos de segurança energética e desenvolvimento socioeconômico. Uma das formas de melhorar o planejamento e reduzir custos conta com a utilização do Método de Planejamento de Experimentos (DoE), pois ele permite estimar os efeitos e interações entre os fatores de influência e os parâmetros de respostas, determinando assim o melhor modelo preditivo (KESSAISSIA et al., 2020a).

O DoE é fundamentado em cálculos estatísticos e algébricos que buscam o planejamento, a análise, a modelagem e a otimização de experimentos em que se realizam inferências com elevada confiabilidade (KESSAISSIA et al., 2020a). O método ajuda a investigar os efeitos de variáveis de entrada em variáveis de saída ao mesmo tempo, não sendo necessário o conhecimento do processo físico em sua totalidade, o que é benéfico ao permitir alternar diferentes variáveis simultaneamente e determinar a forma mais rentável e produtiva de operá-lo. Portanto, ao analisar os fatores de influência e de interesse é possível tomar conclusões com alta significância (KESSAISSIA et al., 2020a; KESSAISSIA et al., 2020b).

Tendo como base a estatística, o DoE é amplamente utilizado em otimização de processos, identificando de forma rápida e econômica informações cruciais do processo, evidenciando possibilidades de otimização e melhorias, com uma análise regressiva que avalia os fatores significativos e representa a influência dos fatores nas ações principais e combinadas na resposta considerada do sistema (KORAN et al., 2013). Podendo ser aplicado em análises específicas, oferecendo uma maneira prática de estudo, modelagem e caracterização de cada fator de interesse e suas relações. A não necessidade de conhecimento do modelo físico, torna o DoE uma ferramenta poderosa que analisa o fenômeno por outro referencial, sendo considerado assim uma caixa preta, que minimiza o número de tentativas, sem influenciar na precisão da resposta.

O artigo tem como foco analisar a influência da temperatura (°C), radiação solar (W/m^2), velocidade do vento (m/s) e umidade relativa (%) em função da geração mensal de energia solar (kWh) demonstrando por meio da superfície de resposta e curva de contorno, definindo assim o ponto ótimo de cada resposta em cada região de operação, cobrindo então, todo o domínio do estudo.

O método foi implementado no software Minitab com dados de entradas obtidos do software Pvsyst. Em suma o trabalho evidenciou a redução de tempo e de amostras analisadas, obtendo um grande conjunto de informações com apenas algumas corridas experimentais, resultando em um conjunto significativo de respostas com elevada confiabilidade estatística, parametrizando os fatores de influência na geração fotovoltaica em função das superfícies de resposta e demonstrou de forma eficiente os pontos de interesse para operação de máxima conversão de energia solar em elétrica.

Nesse contexto, considerando o esforço para transpor as barreiras tecnológicas, visando o aumento de produção e redução dos custos, este estudo tem como objetivo principal a aplicação do DoE para analisar a influência de quatro variáveis meteorológicas: irradiação solar, temperatura, velocidade do vento e umidade em função da geração solar. Com isso, foi possível identificar,

avaliar a correlação e dependência entre as variáveis. Além disso, o método do DoE possibilita a estimativa dos efeitos e interações entre as variáveis complementada pela análise de variância que resume e identifica os fatores de influência e os parâmetros de respostas, determinando o melhor modelo preditivo.

2. METODOLOGIA

O DoE determina o número de experimentos a serem alcançados de acordo com um objetivo bem definido, analisando diversos fatores simultaneamente, mitigando a dispersão relacionada às medições, estimando os efeitos de interação entre os fatores e, por fim, avalia o nível de influência de cada fator e suas interações (CUBAS et al., 2014). Desta forma o DoE leva em consideração apenas os parâmetros de entrada e saídas do sistema estudado, e na ausência de qualquer informação específica sobre as ligações entre essas entradas e saídas, pode-se modelar todos os sistemas por uma relação polinomial geral. O desenvolvimento desta relação universal dá a seguinte equação polinomial:

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^{k} a_0 + \sum_{\substack{i,j=0 \\ i<j}}^{k} a_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^{k} a_{ii} x_i^2 \qquad (1)$$

Em que y é a resposta medida do sistema estudado, x_i são seus parâmetros ou fatores de entrada e a_i são os coeficientes do modelo.

Sendo assim, o método pode ser resumido da seguinte forma, conforme o fluxograma (Figura 1). Inicialmente os dados de interesse são aquisitados, fornecendo dados de entrada (fatores) e saída (Resposta) do sistema. Na sequência é definido o Valor Central Reduzido de cada fator, em que cada fator deve ser limitado por ambas as extremidades, sendo o limite superior +1 e o limite inferior -1

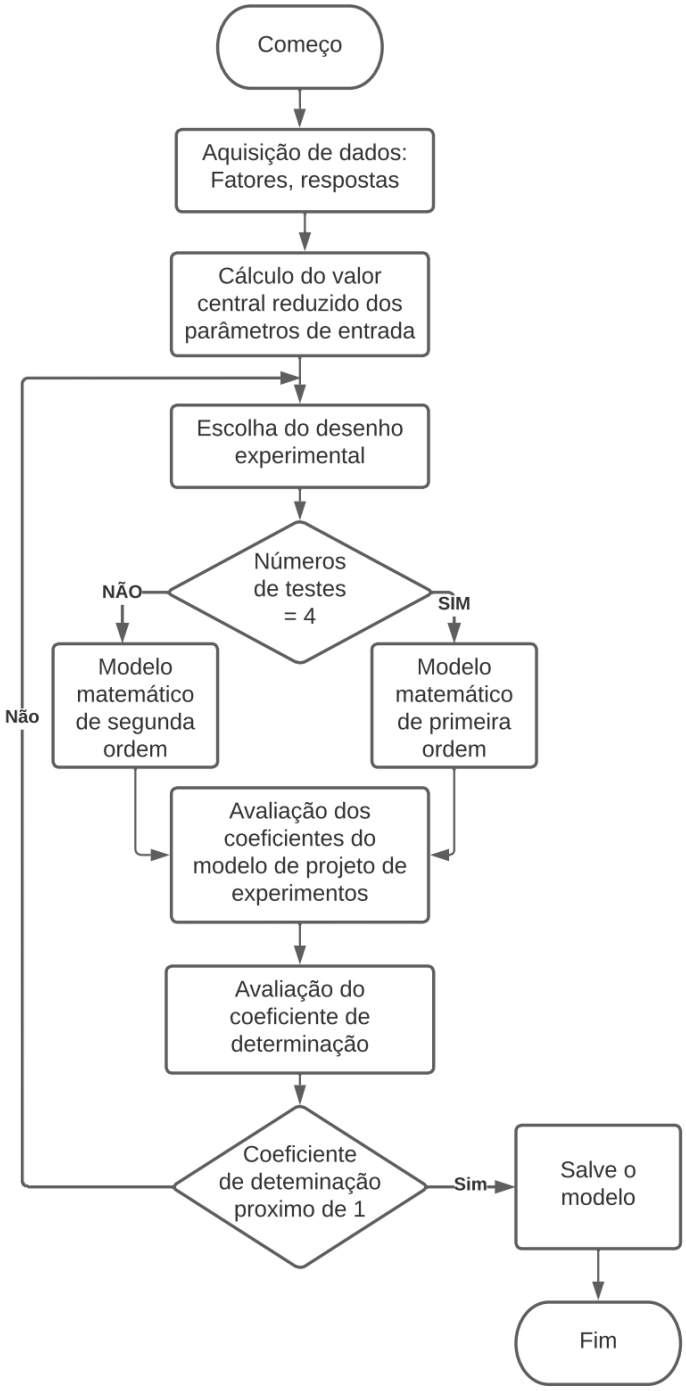


Figura 1 - Fluxograma com o método do DoE. Fonte: KESSAISSIA et al., 2020a.

Inicialmente com quatro tentativas, o método produzirá o desenvolvimento de equações de primeira ordem do modelo matemático para a resposta considerada. Até quatro tentativas e quando o número de tentativas for

igual ao número de equações, o modelo matemático de segunda ordem é imposto. Esses sistemas de equações são simplificados por um sistema matricial com coeficientes desconhecidos que necessitam de resolução com métodos numéricos, a substituição desses coeficientes nos modelos preditivos fornece os valores calculados das respostas. Já uma avaliação da diferença entre o valor medido e calculado leva em consideração os coeficientes de determinação (R^2) que devem ser iguais a 1. Quando R^2 tende a 1, o modelo preditivo reproduz as medidas reais, correspondendo assim a um modelo preciso e, caso contrário, a escolha de outro desenho experimental das medidas se faz necessário (KESSAISSIA et al., 2020a).

Em suma, a metodologia do DoE se resume na seleção dos fatores de interesse e influência, determinação dos valores máximos, mínimos e médios de cada fator; realização de uma matriz de experimentos com todos os estados possíveis e suas respostas correspondentes.

Os coeficientes podem ser calculados ou estimados de forma a ter uma variância mínima entre o modelo matemático preditivo e os resultados experimentais (ZERHOUNIA et al., 2014). Tornando a modelagem, análise, caracterização, comparação e otimização de diferentes sistemas, fidedigna, viável matematicamente e financeiramente, mesmo que com uma grande quantidade de dados e sem conhecimento físico do sistema analisado.

O método foi implementado no software Minitab com dados de entradas obtidos do software Pvsyst (Tabela 1), considerando o seguinte pré-dimensionamento do sistema elétrico com seguintes especificações: Potência nominal: 15,0 kWp; Tecnologia: Células poli-cristalinas; Rendimento anual: 19,1 MWh; Prod. específica 1275 kWh/kWp; Superfície total: 100m.

Definida a cidade de Piracicaba – SP (latitude: 23.5°S; Longitude: 46.62°W; Altitude:792m) como região de análise, foram levantados os dados de irradiação total (Ir, W/m^2), temperatura (T, °C), velocidade do vento (V, m/s) e umidade relativa (U, %), conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Dados meteorológicos – Pvsyst 2022

	(Ir) Irradiação	**(T)**ºC	Velocidade **(V)**vento m/s	Geração Mensal **(En)** kWh	**(U) U**midade relativa **%**
janeiro	147,0	23,3	2,9	1604	80,5
fevereiro	139,7	22,9	2,9	1647	76,9
março	119,8	22,6	2,8	1558	77,9
abril	110,1	20,9	2,7	1561	78,0
maio	97,8	18,2	2,6	1588	76,0
junho	89,6	17,5	2,4	1542	75,4
julho	98,6	16,7	2,4	1659	72,7
agosto	119,4	18,2	2,6	2844	69,4
setembro	109,1	18,1	3,1	1453	75,6
outubro	126,8	20,3	3,2	1539	76,3
novembro	154,0	20,8	3,3	1719	78,1
dezembro	131,5	21,2	3,1	1411	76,4
	Entrada 1	**Entrada 2**	**Entrada 3**	**Saída**	**2ª opção entrada 3**

Dois cenários foram analisados, no primeiro, irradiação, temperatura e velocidade do vento foram definidos como entradas de dados e a geração de energia mensal (En) foi definida como saída do DoE. Na segunda análise, a umidade relativa foi inserida como entrada de dados em detrimento da velocidade do vento, conforme Tabela 1.

Por fim, é demonstrado por meio da superfície de resposta e curva de contorno, o ponto ótimo de cada resposta em cada região de operação cobrindo então, todo o domínio do estudo.

3. RESULTADOS E DISCUÇÃO

Como análise preliminar para ambos os cenários foi gerado o gráfico de Pareto, que apresenta fatores e efeitos de interações em ordem decrescente, conforme Figura 2

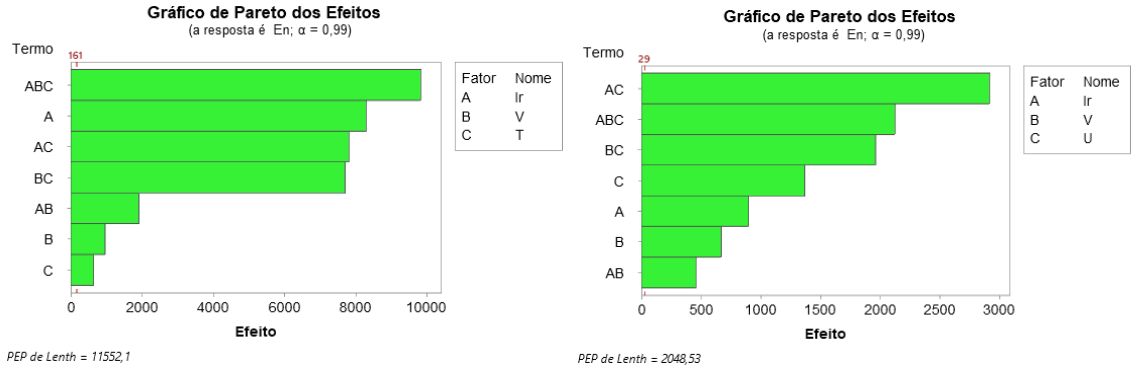


Figura 2 – Gráfico de Pareto – 1º Cenário e 2º Cenário

A irradiação se apresenta como fator preponderante em ambos os cenários, porém a umidade se destaca no segundo cenário como fator relevante quando interagem com as demais entradas e significativa quando interagem com a velocidade conforme a Figura 3.

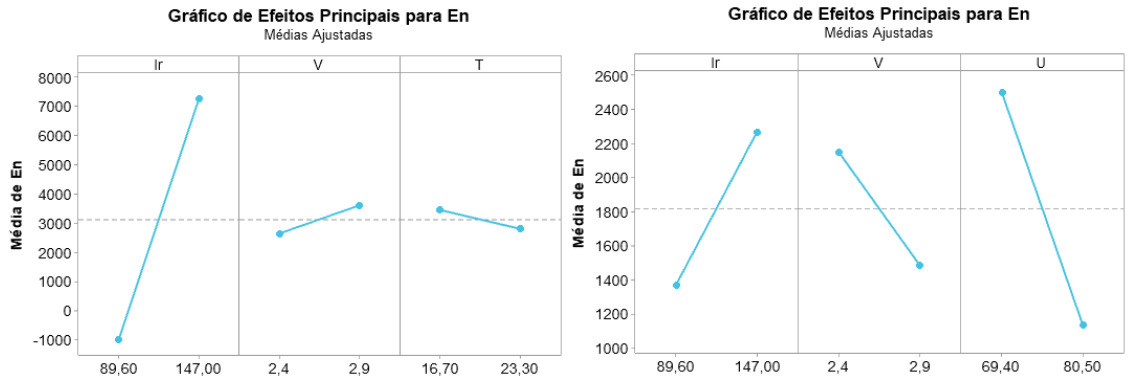


Figura 3 – Fatores de influência – 1º Cenário e 2º Cenário

O efeito da temperatura e da umidade atuam na direção oposta ao efeito da radiação, resultando em uma inclinação negativa, conforme Figura 3, evidenciando a forte relação entre geração, radiação e umidade.

As Figuras 4 e 5 analisam os gráficos de superfície do cenário 1 e 2 respectivamente.

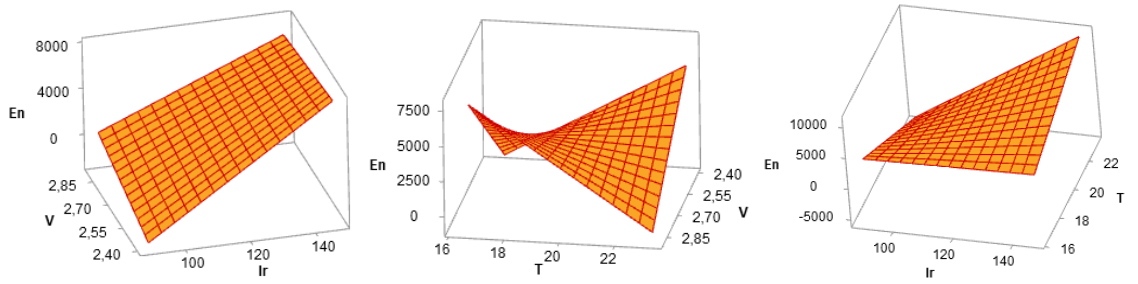


Figura 4 – Gráfico de superfície – 1º Cenário

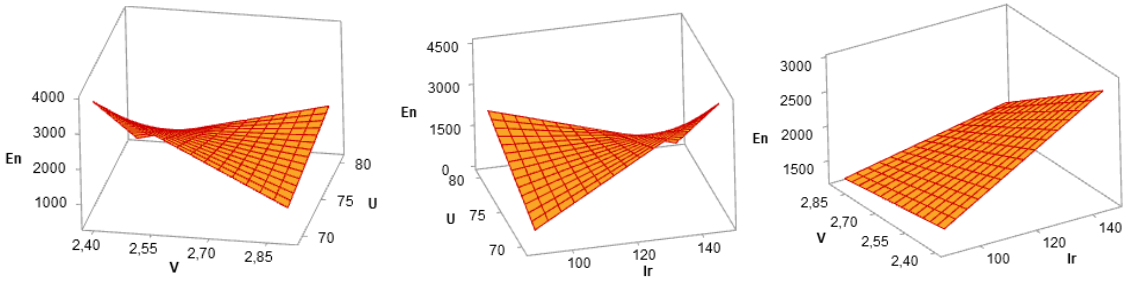


Figura 5 – Gráfico de superfície – 2º Cenário

Nas figuras 4 e 5, as respostas de superfície e a análise das respostas das curvas de contorno são exibidas para todas as três respostas consideradas pelo uso de seus respectivos modelos. No primeiro cenário verifica-se a evolução da geração com a elevação da velocidade do vento e da radiação em uma mesma direção, diferentemente da temperatura e velocidade que variam em direções opostas. No segundo cenário a umidade interagindo com a velocidade do vento e irradiação apresentam variação em direções opostas, conforme evidenciado pelas Figuras 6 e 7.

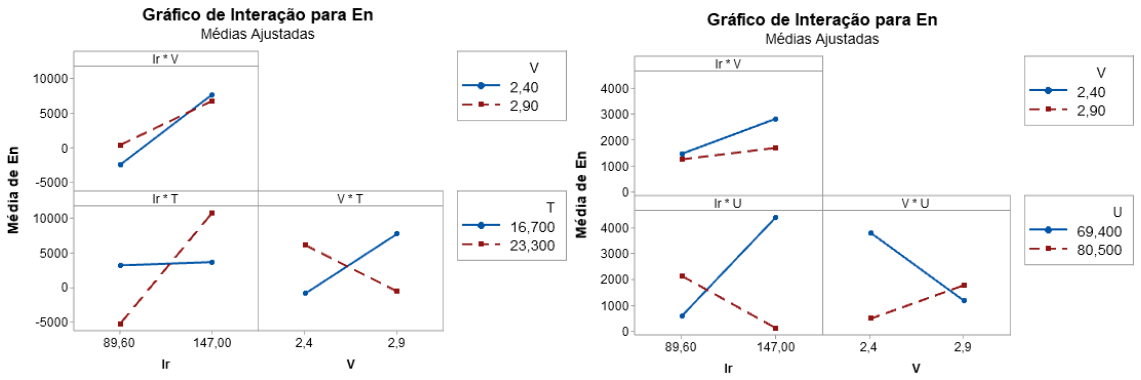


Figura 6 – Gráfico de interação entre as variáveis – 1º Cenário e 2º Cenário

A reconstituição dos coeficientes no modelo matemático de primeira ordem fornece a geração máxima. Para ambos os cenários, conforme as equações 1 e 2:

Equação 1:

$$E_n = 1090751 - 11312I_r - 379344V - 57581T - 4012I_rV + 590{,}5I_rT - 19852VT - 207{,}3I_rVT$$

Equação 2:

$$E_n = -563552 + 6073I_r + 185536V + 7433U - 20276073I_rV - 2443VU - 79{,}70I_rU + 26{,}63I_rVU$$

Todos os parâmetros são calculados com significância assumindo um modelo preciso, permitindo a consideração de todas as várias contribuições, incluindo a interação entre os diferentes fatores. Na equação 2, se evidencia os dois últimos coeficientes pelo baixo valor, demonstrando assim uma pequena interação entre irradiação e umidade.

4. CONCLUSÃO

Originalmente o delineamento de experimentos foi desenvolvido para caracterizar e modelar o comportamento de diversos sistemas, baseado em cálculos estatísticos e algébricos, sendo considerado uma caixa preta. Neste trabalho o método do DoE foi implementado no software Minitab, baseado nos dados meteorológicos do software Pvsyst, em que irradiação, temperatura, velocidade do vento e umidade foram definidas como variáveis de entradas e geração mensal de energia fixada como variável de saída.

Com o auxílio do método de planejamento fatorial, foram simulados dois cenários, no primeiro as variáveis irradiação, velocidade e temperatura foram definidas como entradas de dados, no segundo cenário, a temperatura foi omitida e a umidade definida como variável de entrada e em ambos os casos a energia foi definida como variável de saída. O gráfico de Pareto, o gráfico de interação entre as variáveis e o gráfico de superfície evidenciaram pontos de

interesses, técnicos e econômicos que podem ser encontrados e definidos pelas equações geradas ao longo do trabalho.

O método utilizado, pode ser facilmente estendido para larga escala de produção de energia, maximizando a eficiência energética e possibilitando projetos específicos para áreas específicas, visto a facilidade do método e da possibilidade de obter um grande conjunto de informações com apenas alguns ensaios experimentais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CUBAS, J.; PINDADO, S.; MANUEL, C. Explicit Expressions for Solar Panel Equivalent Circuit Parameters Based on Analytical Formulation and the Lambert W-Function. Energies, v.7, p.4098-4115, 2014.

KESSAISSIA, F.Z.; ZEGAOUI, A.; AILLERIE, M.; ARAB, M.; BOUTOUBAT, M.; FARES, C. Factorial design and response surface optimization for modeling photovoltaic module parameters. Energy Reports, v.6, p.299-309, 2020a.

KESSAISSIA, F.Z.; ZEGAOUI, A.; TALEB, R.; FARES, C.; AILLERIE, M. Design of experiments approach for modeling the electrical response of a photovoltaic module. Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science, v.20, n.3, p.1140-1147, 2020b.

KORAN, A.; LaBELLA, T.; LAI, J.S. High Efficiency Photovoltaic Source Simulator with Fast Response Time for Solar Power Conditioning Systems Evaluation. IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, v.29, n.3, p.1285-1297, 2014

ZERHOUNI, F.Z.; ZERHOUNI, M.H.; ZEGRAR, M.; BENMESSAOUND, M.T.; TILMATINE, A.; STAMBOILI, A. B. Modelling polycristallin photovoltaic cells using design of experiments. Scientia Iranica, v.21, n.6, p.2273-2279, 2014.

GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS E SISTEMAS ENERGÉTICOS URBANOS: ANÁLISE DAS SINERGIAS EM TRANSIÇÕES PASSADAS E LIÇÕES PARA A TRANSIÇÃO DE BAIXO CARBONO

Laurene Desclaux

Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

A substituição de fontes de energia fósseis e a diminuição da demanda por energia são os principais objetivos da transição de baixo carbono, enquanto a geração crescente de resíduos representa um grande desafio ambiental. Os sistemas energéticos e de gerenciamento de resíduos urbanos sofreram transformações ao decorrer da história, com tendências de aumento da população e da intensidade em energia da economia, perda do valor econômico dos resíduos frente a abundância percebida de recursos naturais e a falta de visão de planejamento a longo prazo. Tirando lições dessas tendências, é possível favorecer a transição de baixo carbono por meio de práticas de gerenciamento de recursos energéticos e de resíduos, tais como de valorização energética de resíduos.

Palavras-chave: transição, resíduos urbanos, valorização energética.

ABSTRACT

Substitution of fossil energy sources and reduction of energy demand are among the objectives for the low-carbon energy transition and the growing production of waste is a pressing environmental challenge. Energy and waste management systems have undergone transformations along human history, following population growth, increase of the energy intensity of the economy, loss of economic value of waste in relation to the perceived abundance of natural resources and the lack of long-term vision. Using lessons from these tendencies,

the transition to a low-carbon economy could be stimulated through energy sources and waste management practices such as energy from waste.
Keywords: energy transition, urban waste, energy from waste.

1. INTRODUÇÃO

A atual crise climática foi desencadeada principalmente pelas emissões de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da queima de combustíveis fósseis (IPCC, 2014). Portanto, um dos principais objetivos da transição para uma economia de baixo carbono é a substituição de fontes de energia fósseis por outras, principalmente renováveis. Entretanto, essa transição se insere em um contexto de crise ecológica, econômica e social mais ampla, portanto estratégias para transições energéticas devem considerar esses outros desafios.

Estudos por Smil (2004), Geels (2005) e Rutter e Keirstead (2012) analisaram a evolução dos sistemas energéticos ao decorrer da história. As principais tendências das transições energéticas foram a intensificação do uso da energia, a complexificação dos sistemas, a importância de políticas públicas de inovação e a interação com outras mudanças societais e tecnológicas. Enquanto os estudos das transições energéticas focam no sistema energético e nos sistemas diretamente ligados a ele, tais como de transporte ou de iluminação, poucos estudos analisam as implicações das transições energéticas nos outros serviços urbanos. A história dos serviços de saneamento também conta com fenômenos de transições que podem ser analisados em paralelo às transições dos sistemas energéticos. Em particular, estudos de Barles (2014) e Béguin (2013), mostram sinergias com os fenômenos de transições energéticas apresentados por Rutter e Keirstead (ibid), Geels (ibid) ou Smil (ibid).

Esse trabalho propõe realizar um estudo das histórias das transições dos sistemas energéticos e de saneamento, visando entender as lições que podem ser aprendidas das transições passadas para estabelecer estratégias para integrar tecnologias e valorização energética de resíduos na transição de baixo carbono. Já foi observado o uso de resíduos urbanos para recuperação de materiais, reciclagem, fertilização ou até valorização energética. As razões que

levaram ao abandono desses usos e as características das transições energéticas passadas podem explicar a dificuldade atual em usar as sinergias entre os sistemas para enfrentar as crises ambiental e social por meio de uma transição sustentável?

A segunda parte deste trabalho apresentará a história dos sistemas energéticos urbanos e do saneamento, destacando tendências e paralelos entre elas. A terceira apresenta a situação atual do gerenciamento de resíduos, o potencial da valorização energética de resíduos e os desafios encontrados por essas práticas. Considerações finais concluirão o trabalho.

2. HISTÓRIA DAS TRANSIÇÕES DOS SISTEMAS ENERGÉTICOS URBANOS

Rutter e Keirstead (2012) analisam a história dos Sistemas Energéticos Urbanos (SEU) nos países industrializados com foco no caso da Inglaterra, enquanto Béguin (2013) e Barles (2014) investigaram a história dos resíduos urbanos. Até 3.000 AC, fogo e comida eram as principais fontes de energia e os resíduos produzidos não criavam problemas ambientais, sendo eventualmente enterrados. Durante a primeira fase de urbanização, até o século XV, as necessidades energéticas das cidades eram principalmente de alimentação e aquecimento, atendidas por biomassa coletada nas regiões próximas e transportada por rio ou força animal ou humana. Durante essa fase, os principais resíduos produzidos pelas cidades eram constituídos de “lamas”, mistura de dejetos humanos e animais com água, bem como resíduos de construção e demolição.

A primeira grande transição nos sistemas energéticos e na gestão de resíduos ocorreu a partir do século XV, com a pressão crescente sobre os recursos de madeira próximos às cidades, elevando o seu preço, o que abriu oportunidade para o uso do carvão como principal combustível para indústria e aquecimento urbano. Também pela pressão demográfica, os problemas de salubridade aumentando, foram instalados depósitos de resíduos, geralmente na entrada das cidades, que em alguns casos causavam transtornos. Os níveis de salubridade nas cidades continuaram caindo entre os séculos XV e XVIII. A

comunidade científica observou a relação entre a degradação da saúde pública e poluição do ar e da água e os governos desenvolveram regulações e serviços de limpeza e coleta de resíduos.

Ao decorrer do século XVIII, o uso de vapor em indústrias permitiu a implantação destas nos centros urbanos e o seu uso nos transportes de massa iniciou o processo de suburbanização.

No final do século XVIII, o crescimento populacional colocava pressões sobre a demanda por alimentos, estimulando a pesquisa sobre fertilizantes. Foi então evidenciado o potencial dos resíduos orgânicos humanos e restos de comida como fertilizantes. Na mesma época, indústrias nascentes dependiam de matérias-primas encontradas nos resíduos das cidades: sacos de legumes, ossos de animais e metais. Uma atividade importante de reciclagem se desenvolveu ao decorrer do século XIX, que em conjunto com o uso de efluentes como fertilizantes, permitiu aliviar a sobrecarga das cidades com resíduos e geraram atividades econômicas lucrativas. Mesmo com o aproveitamento de resíduos, o aumento da população e do consumo de energia gerou uma crescente poluição urbana. O desenvolvimento do movimento higienista levou a criação de novas regulações e leis para garantir a limpeza das ruas, a sua pavimentação, sua iluminação e o fornecimento de água limpa.

A inovação do uso de gás para iluminação, incentivada pelos governos europeus, levou ao desenvolvimento de redes de fornecimento de gás ao decorrer do século XIX. A eletricidade seguiu passos similares e essa suplantou o gás como fonte de iluminação nas cidades no final do século XIX. Regulações e nacionalizações permitiram a racionalização da produção e distribuição de eletricidade e após a 2ª guerra mundial, a constituição de redes nacionais.

Outra grande transição que transformou as cidades, começando nos EUA, foi descrita por Geels (2005) e diz respeito ao sistema de transporte urbano. Entre 1860 e 1930, o transporte de passageiros, realizado principalmente por meio de carruagem a cavalo, passou a ser realizado por meio de veículos automotivos a gasolina, o que resolveu o problema dos dejetos dos cavalos, que constituíam um problema sanitário nas cidades na época. A

transição para o automóvel a gasolina também teve um papel fundamental na expansão do processo de suburbanização, na consolidação dos valores de consumismo incentivados pelo sistema capitalista e na produção de bens de consumo de vida curta, especialmente a partir de plásticos, gerando assim um forte aumento da produção de resíduos e uma mudança das suas características, especialmente em meio urbano.

Em paralelo, a partir dos anos 1870, no contexto de crescimento da produção industrial, os resíduos urbanos como fonte de insumos começaram a ser considerados como “fator limitante” e o custo das matérias-primas e do plástico tornou-se menor do que os materiais reciclados. Da mesma forma, a competição com fertilizantes químicos levou ao abandono do uso das águas de esgoto para fertilização nos anos 1930 na Europa. Sob o efeito conjunto da perda de atratividade da valorização de resíduos e do aumento do volume de resíduos gerados (com o desenvolvimento das embalagens, jornais, equipamentos elétricos), novas soluções de gerenciamento de resíduos apareceram: o aterro sanitário e a incineração, em alguns casos com recuperação energética.

3. SITUAÇÃO ATUAL DO SANEAMENTO E DESAFIOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

3.1 Panorama atual do saneamento e das soluções energéticas ou não

A crise ambiental que começou a ser percebida pelas sociedades dos países industrializados nos anos 1970 é fortemente ligada ao aumento da produção de resíduos, além da geração e do consumo de energia de fontes fósseis. Populações urbanas crescentes com aumento no nível de consumo e pressões sobre as capacidades de investimento público em serviços de saneamento tendem a piorar esse quadro. Sistemas de transportes urbanos de inúmeras cidades grandes são pouco eficientes, altamente dependentes de automóveis e ônibus, gerando congestão, poluição do ar e alta demanda de combustíveis fósseis.

Mundialmente, cerca de 35% das emissões de GEE são atribuídas à produção de energia e cerca de 40 % ao consumo de energia, contra 3% aos

resíduos (IPCC, 2014). UNEP (2015) avaliou que uma redução de 10% a 15% das emissões de GEE globais poderia ser atingida por meio do desvio de resíduos dos lixões e aterros, recuperação energética, reciclagem, entre outras medidas de gerenciamento adequado de resíduos, ou até 20% com medidas de prevenção da geração de resíduos.

Serviços de coleta domiciliar de resíduos sólidos, bem como de coleta de águas de esgoto e seu tratamento, carecem de universalização em boa parte das cidades dos países em desenvolvimento: Dados compilados pela UNEP (2015) estimam que em países de baixa renda, cerca de 36% dos RSU são coletados. Ainda segundo UNEP (ibid), a disposição controlada ocorre para 35% dos resíduos coletados em países de baixa renda, 68% em países de renda média-baixa, 96% em países de renda média-alta e 100% em países de renda alta. Smil (2004) observou também que o acesso a energia é altamente desigual entre populações, em função do seu desenvolvimento econômico.

A disposição de resíduos urbanos em aterros sanitários e lixões é a solução mais comum observada. Para enfrentar os desafios ambientais causados pelos resíduos sólidos em países em desenvolvimento, o primeiro objetivo é a disposição correta da totalidade dos resíduos. Outras medidas podem diminuir os impactos ambientais dos resíduos gerados, favorecer a sua valorização e diminuir a demanda por matérias-primas e energia e incluem a reciclagem, a recuperação de metano de aterros e efluentes, a valorização energética de resíduos e a compostagem.

A queima ou a recuperação de metano em aterros sanitários são práticas comuns, estimuladas em países em desenvolvimento pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, no âmbito dos mecanismos de mercado estabelecidos pelo UNFCCC para incentivar medidas de redução de emissões de GEE (Bufoni et al, 2015).

A prática da reciclagem nas cidades dos países de alta renda se desenvolveu desde o final do século XX, estimulada por regulações e instrumentos econômicos. UNEP (ibid) estima que as taxas combinadas de reciclagem e compostagem variam entre grupos de cidades. Enquanto em

alguns países, a reciclagem e compostagem são usadas para de 0 a 40% dos resíduos, em outros essa proporção varia entre 30 e 70%, com valores similares para combustão de resíduos com recuperação energética.

Enquanto o gerenciamento adequado de resíduos é uma necessidade urgente para limitar a poluição ambiental e os danos que causam para a saúde pública nos centros urbanos, uma transição dos sistemas energéticos urbanos é necessária para reduzir os impactos ambientais causados pela geração e consumo de energia nas cidades e fora delas. Soluções conjuntas para os dois sistemas, tais como a recuperação energética de resíduos especificamente, mas também o gerenciamento de resíduos como recursos e a geração descentralização de energia podem desempenhar um papel central nas estratégias de planejamento urbano sustentável. Essas soluções serão analisadas em seguida.

3.2 Soluções envolvendo gerenciamento de resíduos e transições energéticas

Diversos tipos de tecnologias e soluções permitem reduzir as emissões de metano e outros poluentes causados pelos resíduos urbanos e ao mesmo tempo gerar energia renovável ou fomentar uma menor demanda por energia na economia, em razão da sua interação com a demanda por matérias-primas especialmente. Elas são sintetizadas por Kumar e Samadder (2017). Tecnologias de valorização energética de resíduos incluem a recuperação de gás de aterro, a biodigestão anaeróbia de resíduos e efluentes líquidos, o tratamento térmico para geração de calor e eletricidade e o processamento de combustíveis derivados de resíduos (CDR) para uso em combustão na indústria. A escolha das tecnologias mais apropriadas depende da disponibilidade e das características dos resíduos, visando a otimização da eficiência dos processos de recuperação. Produtos finais incluem eletricidade, calor e biometano, substituto potencial para gás de cozinha e combustível veicular. Essas tecnologias, que constituem fontes de energia renováveis que desviam resíduos de aterros sanitários, evitam as emissões de metano e outros tipos de poluição

ambiental e favorecem a segurança energética, a produção descentralizada de energia perto das cidades com seus próprios resíduos em alternativa aos combustíveis fósseis.

Diversos desafios à implantação das tecnologias de recuperação energética de resíduos explicam o seu uso ainda limitado, especialmente nos países em desenvolvimento (He e Lin, 2019 e Salmenpera et al, 2020). Os custos de implantação e operação das soluções de valorização energética apresentados acima tendem a ser um empecilho à sua adoção. Custos de investimento altos, incertezas sobre as receitas, a qualidade e quantidade de resíduos e os seus custos de processamento ou tarifas de tratamento ("gate fees") tornam necessária uma análise caso a caso dos modelos financeiros dos projetos. A coleta adequada e separação dos resíduos são medidas necessárias para o aproveitamento energético, a reciclagem e o gerenciamento adequado de resíduos. A segregação dos resíduos na fonte facilita e viabiliza a reciclagem e valorização de resíduos. Entretanto, geram custos e desafios logísticos que precisam ser levados em consideração nos processos de planejamento estratégico, formulação de projetos e sua modelagem financeira.

Em algumas regiões, fatores culturais e mercados estabelecidos se beneficiando de tarifas de gerenciamento de resíduos estabelecidas podem representar obstáculos a soluções de gerenciamento sustentáveis de resíduos. Já foi observada por exemplo oposição popular contra a implantação de usinas de recuperação energética de resíduos (Themelis e Millrath, 2004, He e Lin, 2019).

Neste contexto, é necessário o incentivo às tecnologias de valorização de resíduos por meio de políticas públicas. Mesmo inseridos em programas a nível nacional, instrumentos devem ser formulados por meio de um planejamento adaptado à situação local, considerando em conjunto estratégias gerais de gerenciamento de resíduos, as características dos resíduos disponíveis, a infraestrutura local, a demanda de energia e a estrutura de governança local (Hettiarachchi e Kshourab, 2019 e Salmenpera et al, 2020). Instrumentos econômicos são necessários para estimular práticas de valorização de resíduos

e são justificados pelos custos econômicos futuros decorrentes dos efeitos sobre a saúde humana e o meio ambiente do gerenciamento inadequado de resíduos. Tais instrumentos visando garantir um equilíbrio financeiro aos projetos de valorização energética de resíduos dependem de forte vontade política. Desafios no desenho e na implementação desses instrumentos incluem a dificuldade de avaliação das externalidades ambientais decorrentes da falta de adoção de tecnologias sustentáveis, a dificuldade de coleta de dados sobre quantidade e características dos resíduos disponíveis e pressões sobre orçamentos públicos (Hettiarachchi e Kshourab, ibid e Salmenpera et al, ibid).

O apoio à estruturação de mercados deve contar com a formulação de regulações adaptadas abrangendo os aspectos energéticos e de gestão de resíduos e de instrumentos de diminuição dos riscos de investimento, tais como estruturas contratuais para garantir insumos. O fomento de sinergias entre os diferentes atores envolvidos no gerenciamento de resíduos e na produção de energia, bem como o desenvolvimento de redes de pesquisa e inovação, laboratórios e infraestrutura de apoio devem constar nas medidas adicionais adotadas no âmbito de pacotes de políticas de incentivo à valorização energética de resíduos e à Economia Circular (Kumar e Samadder, 2017, He e Lin, 2019 e Hettirachchi e Kshourad, 2019).

Programas de incentivo à geração de eletricidade de fontes renováveis, especialmente em países da União Europeia, nos Estados Unidos e na China, permitiram a implantação de usinas de valorização energética de resíduos. Iniciativas de estruturação da Economia Circular foram formuladas na União Europeia e na China e podem favorecer a implementação de usinas de valorização energética de resíduos, ou ainda usinas integradas de valorização de resíduos por meio de reciclagem e geração de energia, ao oferecer instrumentos não somente focados no aspecto energético (He e Lin, 2019).

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise da história das transições nos sistemas energéticos urbanos e das transformações nas práticas de gerenciamento de resíduos urbanos mostrou

correlações fortes. Ambos consequências do aumento da população, do desenvolvimento econômico e de inovações tecnológicas, o consumo de energia e a produção de resíduos aumentaram mais fortemente na segunda parte do século XX e se tornaram causas dos mais sérios problemas ambientais atualmente enfrentados. Entretanto, até a descoberta da abundância de combustíveis fósseis, os recursos energéticos eram fatores limitantes ao desenvolvimento. De outro lado, até o início do século XX nas cidades europeias, os resíduos não eram somente considerados como vetores de doenças e incômodos, mas também como recursos: eram usados como insumos na indústria e fertilizantes na agricultura. A percebida abundância de fontes de energia fósseis e de matérias-primas e seu custo baixo, além de desvalorizar os resíduos como recursos, desencadearam um ciclo de produção e consumo crescentes, gerando assim quantidades crescentes de resíduos.

Diante dessa problemática, governos dos países industrializados desenvolveram medidas de gerenciamento de resíduos e de saneamento e recentemente, propostas visando racionalizar o uso de recursos na economia.

A valorização energética de resíduos aparece assim como parte de uma possível transição para um planejamento com abordagem holística, considerando a gestão ambiental, o gerenciamento de recursos incluindo resíduos e o fornecimento descentralizado de energia renovável. Entretanto, tal transição requer, além de políticas públicas adequadas, mudanças profundas nos hábitos de consumo, nos modos de produção, nas estruturas de mercado e regulatórias e incentivos econômicos, tanto visando a descarbonização da economia, quanto a gestão sustentável dos recursos naturais e a proteção dos ecossistemas e da saúde humana. Essas considerações feitas, identificamos a transição para economia de baixo carbono como um processo que deve integrar as problemáticas energéticas, ambientais e sociais e considerar de forma integrada o sistema energético, o saneamento básico, a infraestrutura e os serviços urbanos em geral.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARLES, S. (2014). History of Waste Management and the Social and Cultural Representations of Waste. The Basic Environmental History, 199–226. doi:10.1007/978-3-319-09180-8_7

BÉGUIN, M. L'histoire des ordures : de la préhistoire à la fin du dix-neuvième siècle, Vertigo. Vol. 13 no 3, 2013, DOI https://doi.org/10.4000/vertigo.14419

BUFONI, André Luiz; Oliveira, Luciano Basto; Rosa, Luiz Pinguelli (2015). The financial attractiveness assessment of large waste management projects registered as clean development mechanism. Waste Management, 43(), 497–508. doi:10.1016/j.wasman.2015.06.030

GEELS, F.W. The Dynamics of Transitions in Socio-technical Systems: A Multi-level Analysis of the Transition Pathway from Horse-drawn Carriages to Automobiles (1860–1930). Technology Analysis & Strategic Management Vol. 17, No. 4, 445–476, December 2005

HE, Jiaxin; LIN, Boqiang (2019). Assessment of waste incineration power with considerations of subsidies and emissions in China. Energy Policy, 126(), 190–199. doi:10.1016/j.enpol.2018.11.025

HETTIARACHCHI, Hiroshan & KSHOURAD, Chandrashekar. (2019). Promoting Waste-to-Energy: Nexus Thinking, Policy Instruments, and Implications for the Environment. 10.1016/B978-0-444-64083-3.00009-9.

IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.

KUMAR, Atul; SAMADDER, S.R. (2017). A review on technological options of waste to energy for effective management of municipal solid waste. Waste Management, (), S0956053X17306268–. doi:10.1016/j.wasman.2017.08.046

RUTTER, P., & KEIRSTEAD, J. (2012). A brief history and the possible future of urban energy systems. Energy Policy, 50, 72–80. doi:10.1016/j.enpol.2012.03.072

SALMENPERÄ, H., Pitkänen, K., Kautto, P., & Saikku, L. (2020). Critical factors for enhancing the circular economy in waste management. Journal of Cleaner Production, 124339. doi:10.1016/j.jclepro.2020.124339

SMIL, V. (2004). World history and energy. Encyclopedia of Energy, 6, 549–561.

THEMELIS, Nickolas J.; MILLRATH, Karsten (2004). [ASME 12th Annual North American Waste-to-Energy Conference - Savannah, Georgia, USA (May 17–19, 2004)] 12th Annual North American Waste-to-Energy Conference - The Case for WTE as a Renewable Source of Energy. , (), 15–22. doi:10.1115/NAWTEC12-2206

UNEP, Global Waste Management Outlook, 2015.

GESTÃO DE DADOS E INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL APLICADOS NA PREVISÃO DE TENDÊNCIAS DE PREÇOS NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Marcos Basile Saviano de Paula[1]; Moisés Rocha dos Santos[2]; Douglas Donizeti de Castilho Braz[2]; André Carlos Ponce de Leon Ferreira de Carvalho[2]; Renato Tinós[2]; Gabriela Batista Silva[1]; Gabriel Doretto Morais[1]; Ewerton Guarnier[1]; Donato da Silva Filho[1]; Danilo Yoshio Suiama[3]; Lorena Ediluna Ferreira[3]; José Eustáquio do Carmo Júnior[3]

[1]Volt Robotics; [2]Universidade de São Paulo; [3]Companhia Energética de São Paulo – CESP

RESUMO

O Mercado Livre de Energia vem passando por um processo gradual de abertura e incremento de sua liquidez e transparência de informações, principalmente com a expansão das negociações realizadas em uma plataforma centralizada. Tal fato contribui para a formação das bases de dados, que podem ser utilizadas para a construção de curvas *forward* com preços efetivamente exercidos em mercado, que podem ser utilizadas para o treinamento de modelos preditivos. Para isso, é necessário que os dados sejam tratados para a identificação e remoção de ruídos e outliers, além de garantir sua sanidade, utilizando técnicas de Gestão de Dados. Feito isto, algoritmos de Aprendizado de Máquina podem ser aplicados aos dados, gerando modelos com boa capacidade preditiva, capazes de trazer retornos financeiros. Este trabalho foca nesta aplicação, tendo como objetivo principal o desenvolvimento de um modelo preditivo de tendências de preços com base em um histórico proveniente das negociações realizadas no Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia. Os resultados em termos de retornos se mostraram promissores e demonstram o bom potencial para a aplicação destes algoritmos no mercado brasileiro. Este trabalho está sendo desenvolvido por Volt Robotics e CESP através de projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia, Preços, Gestão de Dados, Aprendizado de Máquina, Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia.

ABSTRACT

The Free Energy Market has been undergoing a gradual process of opening and increasing its liquidity and information transparency, mainly with the expansion of trades realized on a centralized platform. This fact contributes to the formation of databases, which can be used to build forward curves with prices effectively exercised in the market, which can be used to train predictive models. For this reason, the data should be processed adequately, identifying and removing noises and outliers, in addition to guaranteeing its sanity, using Data Management techniques. After that, Machine Learning algorithms can be applied to the data, generating models with good predictive capacity, capable for bringing financial returns. This work focuses on this application, with the main objective of developing a predictive model of price trends based on historical negotiations carried out at the Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia. The outcomes depicted by returns are promising and demonstrate the good potential of the implementation of these algorithms in the Brazilian market. This work is being developed by Volt Robotics and CESP through a National Electric Energy Agency's Research and Development project.

Keywords: Free Energy Market, Prices, Data Management, Machine Learning, Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia.

1. INTRODUÇÃO

A partir de 2012, com a fundação do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), o setor elétrico passou a contar com o primeiro *marketplace* de trocas de energia, em formato de balcão, sem contraparte central, trazendo maior transparência aos preços de mercado. A liquidez na BBCE, no entanto, era irrisória em comparação ao mercado bilateral, o que começou a mudar a partir de 2017, com a intensificação das migrações de

clientes cativos ao mercado livre de energia. Este fato injetou liquidez jamais vista na BBCE, o que começou a criar condições para a formação de curvas *forward* realistas, bem como de bases de dados de preços e volumes. Na Figura 1, é ilustrado o crescimento de negociações realizadas na BBCE.

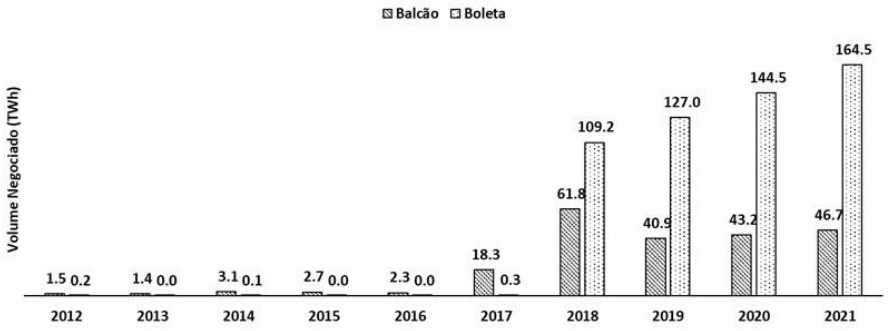


Figura 1 – Energia Negociada na BBCE[1]

Com bases de dados formadas, a extração de informações e identificação de padrões permite a criação de modelos matemáticos que prevejam os movimentos futuros dos preços e é neste ponto que este trabalho tem seu enfoque, aplicando técnicas de Aprendizado de Máquina (AM) e de Gestão de Dados (GD) para criar modelos de previsão de tendências de preços obtendo resultados satisfatórios.

2. GESTÃO DE DADOS PARA GARANTIR A USABILIDADE DAS BASES

2.1 Ciclo de Vida dos Dados (CVD)

A gestão de dados está relacionada à administração e uso de informações para suporte na tomada de decisão nos negócios. Para esta tarefa, se faz necessário estruturar um processo, e, para o presente trabalho, definiu-se a utilização de uma delimitação em fases utilizando o CVD (SANT'ANA, 2013). O CVD estruturado para este projeto abrange as macro etapas indicadas na Figura 2.

[1] www.bbce.com.br

Figura 2 – Etapas do processo de Gestão de Dados

Identificada a necessidade de se extrair os dados da BBCE, foi utilizada a API de Negociações disponibilizada em sua plataforma *online*. Os dados retornados são tratados, manipulados e armazenados em uma tabela no *SQL Server*, sendo atualizados a cada 15 minutos.

Na etapa de validação e análise é conduzida uma filtragem de integridade de dados para identificar possíveis inconsistências e decidir sobre as etapas correspondentes de processamento e limpeza. As validações são realizadas com a periodicidade com que o banco de dados é atualizado para garantir que os novos dados atendam aos níveis de qualidade necessários. As validações foram roteirizadas em um *script* para aplicação automatizada e englobam três grupos de testes que incluem, mas não se limitam a:

- Testes de formatação: Verificação do tipo de dado de cada variável e se atende a uma específica formatação esperada;
- Testes de consistência: Série de testes para garantir que a qualidade dos dados importados, tais como: verificação da coerência das datas, do número de registros; quantidade de variáveis; quantidade de registros distintos; duplicados; faltantes ou nulos. Ademais verifica-se se os registros estão dentro de um intervalo de valores esperados ou comportamento temporal adequado, buscando-se eliminar outliers;
- Testes relacionais: Análises de correlação entre variáveis do banco de dados; buscando tabelas com dados de mesma natureza ou de uma mesma fonte.

Além de regras de validação básicas citadas acima, é preciso ainda estabelecer verificações que garantam a consistência dos dados de acordo com as regras do negócio.

2.2 Análise de Outliers

Um *outlier* pode ser definido como um ponto que é significantemente diferente dos demais no conjunto ao qual pertence. Entender os outliers é fundamental em uma análise de dados por pelo menos dois aspectos: (i) os *outliers* podem enviesar negativamente todo o resultado de uma análise; (ii) podem ser uma fonte de informações úteis sobre características anormais dos sistemas e entidades que impactam o processo de geração dos dados, e o conhecimento dessas características incomuns pode fornecer *insights* para aplicações específicas (AGGARWAL, 2017).

A identificação do padrão normal e de possíveis *outliers* pode se dar por meio de análise visual do conjunto de dados a fim de se observar discrepâncias ou, ainda, utilizando métodos estatísticos. Para avaliar os dados de preço, adotou-se o Método de Variação Interquartil (IQR) (SCHWERTMAN; DE SILVA, 2007) para identificação de *outliers* com adaptações.

Uma vez ordenado o conjunto de dados, o primeiro quartil (Q1) será o valor que fica a meio da primeira metade do conjunto de dados (marca o ponto até onde se encontram 25% dos dados ordenados) e o terceiro quartil (Q3) será, analogamente, o valor que fica a meio da segunda metade do conjunto de dados (marca o ponto até onde se encontram 75% dos dados ordenados). A diferença entre Q3 e Q1 é chamada de Intervalo Interquartil ou IQR (do inglês Inter-Quartile Range), isto é:

$$IQR = Q3 - Q1 \quad (1)$$

Para detectar os *outliers* usando este método, define-se um novo intervalo de decisão, e qualquer ponto de dados fora deste intervalo é

considerado como suspeito outlier e deve ser devidamente tratado. O intervalo é dado por:

$$\text{Limite Inferior} = Q1 - 1.5 \times \text{IQR} \quad (2)$$

$$\text{Limite Superior} = Q3 + 1.5 \times \text{IQR} \quad (3)$$

As vantagens deste método é que estatísticas como IQR e os limites internos e externos são robustas a *outliers*, além de terem facilidade no cálculo. Além disso, este método não assume a distribuição normal dos dados, o que é o caso de muitos outros métodos que frequentemente não se ajustam na prática.

A partir da observação que variações de ordem maior são uma característica intrínseca dos preços e refletem transições em previsões de chuvas, bem como outros fatores, definiu-se um intervalo maior de possibilidades para variações no preço a fim de se considerar as especificidades do negócio. Assim, adotou-se como primeiro ponto de avaliação o ponto até onde se encontram 15% dos dados e, como segundo ponto, o ponto até onde se encontram 85% dos dados. Foi ainda considerada uma faixa de tolerância de variação de ±15% para os valores de preço registrados em operações de balcão.

Com estas definições, o método IQR foi aplicado para duas medidas. A primeira medida (denominada Teste 1) compreende as variações de preço de um registro de um produto em relação ao registro imediatamente anterior. A segunda medida (denominada Teste 2) compara o preço negociado com a mediana dos valores negociados em um dia para um produto específico. A avaliação com as duas medidas foi mantida a fim de se buscar compreender, a partir do histórico de dados extraídos desde 2017, qual o padrão de variação de valores que poderia ser considerado como normal. Os resultados das duas análises em conjunto classificam se o dado analisado é um possível *outlier* ou não, passando, por fim, por um julgamento de um especialista de negócio.

Após passarem por este processo, os dados estão prontos para uso nos modelos de previsão, podendo-se proceder à etapa de disponibilização, na qual

são definidas as formas de acesso aos dados tratados e os níveis de acesso que são permitidos a fim de se garantir segurança.

3. APLICAÇÃO DE APRENDIZADO DE MÁQUINA NA PREVISÃO DE TENDÊNCIAS

3.1 Breve introdução ao Aprendizado de Máquina

Embora com aplicação incipiente em função das limitações de processamento e de organização de grandes bases de dados, a Inteligência Artificial (IA) possui décadas de história. Mais recentemente, a IA tem ganhado muito espaço nos ambientes de negócio, dado que, além do desenvolvimento de algoritmos mais eficazes, a capacidade computacional passa por uma grande aceleração.

O desafio da IA aplicada ao AM é justamente modelar tais situações através de algoritmos computacionais, capazes de realizar o processo de indução de uma hipótese (ou aproximação de função) com base na experiência passada.

Para que o processo indutivo ocorra, é necessário, a partir do conjunto de dados, caracterizado por ser uma gama de variáveis que explica partes do problema, selecionar um subconjunto para realizar o treinamento e, assim, promover o aprendizado. Uma vez induzida a hipótese, espera-se que esta possa ser aplicada em situações distintas ainda promovendo bom grau de assertividade, isto é, espera-se que seja passível de generalização.

Tais modelos que realizam a inferência e utilizam-se de dados de saída para realização do treinamento são chamados modelos preditivos, os quais seguem os preceitos do aprendizado supervisionado, o qual pode ser de Classificação (discreto) ou de Regressão (contínuo). No caso deste trabalho, o modelo desenvolvido é do tipo Supervisionado e de Classificação, mais precisamente do tipo Random Forest.

3.2 Random Forest

Random Forests são compostas por árvores de decisão, as quais são algoritmos de AM baseados na estratégia “dividir para conquistar”. A estratégia dividir para conquistar consiste em particionar um problema complexo em vários subproblemas simples e, ao final, todas as soluções dos subproblemas são combinadas para a formação de uma árvore de decisão, que por consequência resolve o problema complexo (CARVALHO; FACELI; LORENA; GAMA, 2011).

A partir da perspectiva de que um classificador isoladamente apresenta boas soluções, foram criadas técnicas para combinar predições de vários classificadores, com a intenção de deixar as soluções de AM melhores e mais robustas. Estas técnicas são chamadas na literatura de *Ensembles*, os quais podem ser classificados como homogêneos ou heterogêneos. Os ensembles heterogêneos são formados pela combinação de diferentes famílias de modelos enquanto os homogêneos são formados por diversos modelos da mesma família. Uma estratégia de ensemble homogêneo é chamada de *Bagging* (ZHOU, 2019), sendo o *Random Forest* (HO, 1995) uma de suas derivações.

Para este trabalho a técnica *Random Forest* foi escolhida inicialmente devido a todas as vantagens que esta apresenta e que podem agregar valor aos resultados apresentados por este método. A principal vantagem é a capacidade do algoritmo identificar as variáveis mais importantes mesmo em conjuntos de dados ruidosos, propriedade bastante conveniente para dados com alta dimensão (SCORNET, 2017).

3.3 Métodos de Treinamento e Testes

O método *holdout*, ou simplesmente divisão em treino e teste, é a abordagem de validação mais simples e comumente utilizada em AM. Esta consiste em retirar do conjunto de dados uma pequena parte para testar o modelo treinado, ou seja, treina-se o modelo em grande parte dos dados e testa-se no restante (CARVALHO; FACELI; LORENA; GAMA, 2011). Neste trabalho optou-se por utilizar uma proporção de 80% para treinamento e 20% para teste.

Para capturar a variação de desempenho preditivo do modelo em diferentes porções do conjunto de dados, utilizou-se para a fase de reamostragem (ou validação) e ajuste de hiperparâmetros o método de janela crescente prequencial, subdividindo o conjunto de dados em k janelas e utilizar inicialmente uma para treino e uma para teste, e a partir desta, aumentar uma janela para treino e deslizar a janela de teste para frente no tempo, ao ponto que se têm k-1 amostragens diferentes para o mesmo conjunto de dados (CERQUEIRA; TORGO; MOZETIČ, 2020), podendo-se avaliar o desempenho do modelo pela média de desempenhos das amostras. Para este trabalho, adotou-se k = 4.

3.4 Entradas

O modelo tem como objetivo a previsão de tendências para os produtos mensais a preço fixo negociados na BBCE de Energia Convencional com entrega no submercado Sudeste/Centro-Oeste, organizados por maturidade M+n, sendo que M indica o mês atual e n indica o mês que se deseja prever.

São utilizados agrupamentos de forma que os preços sejam dos produtos cujas vigências iniciam-se no primeiro dia do enésimo mês a frente e se findam no último dia do mesmo mês. Para esta abordagem, n foi adotado como 1, 2 e 3.

Como modelagem das entradas do modelo de previsão de tendências a partir dos dados de preços de mercado, as variáveis foram representadas a partir do Volume Negociado; Preços de abertura, máxima, mínima e fechamento diários; Indicadores de Análise Técnica (WILDER, 1978), (MARTINEZ; DA HORA; PALOTTI; MEIRA et al., 2009); Atributos de *Lag* (Observações do histórico de preços de energia usadas para descrever e prever dados de séries temporais); e Atributos de Sazonalidade, como mês, dia da semana e dia do mês.

4. RESULTADOS

4.1 Simulação de Retornos

Para se realizar a simulação de retornos, adotou-se como unidade fundamental de energia 1 MWh, objeto de operação no mercado a cada nova previsão do Modelo, isto é, como se trata de um modelo que realiza a previsão do fechamento do dia seguinte com as informações coletadas até o fechamento do dia corrente, abre-se a posição com os preços de fechamento do dia corrente e fecha-se a mesma posição com os preços de fechamento do dia seguinte.

O *backtest* se concentra em emular a utilização do modelo caso este fosse utilizado em todo o período de testes.

$$Retorno_{diário} = m.Q\,.(P_t - P_{t-1}) \qquad (4)$$

Onde:

P_t é o preço de fechamento do dia corrente para cada produto.

P_{t-1} é o preço de fechamento do dia anterior para cada produto.

Q é a quantidade de energia negociada (1 MWh neste caso).

m é o multiplicador do retorno, -1 se a previsão é de baixa, 1 se é de alta.

Foram realizadas simulações de retorno com o modelo calibrado para maximização da acurácia, isto é, acertos independentes de serem para classe alta ou baixa (Balanceado). De maneira a criar condições para avaliar qual o melhor arranjo de otimização buscando maximizar os ganhos com a utilização do modelo, a estratégia de solução Seleção de Especialistas (ZHOU, 2019) foi adotada, analisando-se em conjunto ao modelo balanceado, um modelo otimizado para maximização da assertividade na alta bem como um modelo para baixa.

A preferência é dada aos especialistas, porém, em caso de conflito nas suas previsões, a decisão selecionada é a do modelo Balanceado. Os resultados gráficos das simulações de retorno estão dispostos na Figura 3, comparando-se o arranjo de Seleção dos Especialistas, Balanceado e os algoritmos tidos como

baseline Alta e Baixa, que assumem que os preços sempre sobem ou sempre descem, respectivamente.

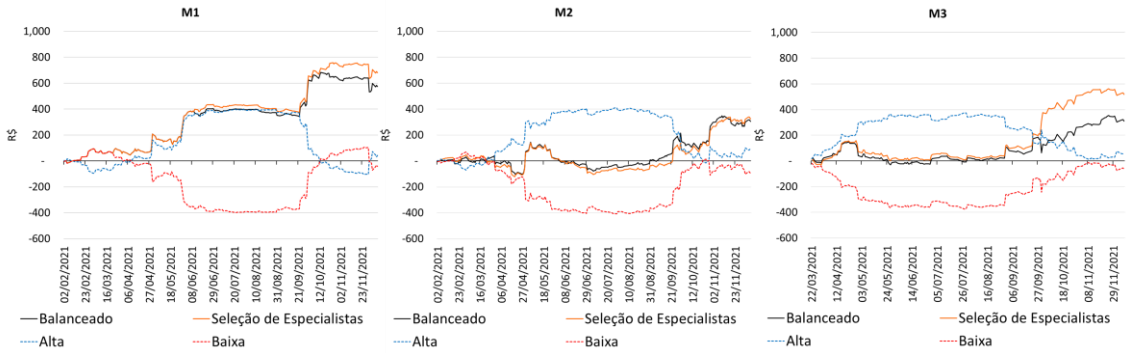


Figura 3 - Simulações de Retornos

Nota-se que a adoção deste esquema de previsão melhora a assertividade e traz mais retornos em relação ao balanceado, sendo os resultados para M3 notadamente superiores. Para M1 e M2, a performance é igualmente superior, mas o Balanceado também se apresenta como boa alternativa. Em adição, é importante notar que em todos os casos o algoritmo é melhor que seus *baselines*, demonstrando que sua utilização agrega valor à comercialização de energia.

Em termos de Acurácia dos Algoritmos, isto é, razão das predições corretas frente a todas as predições realizadas no período de testes, a Seleção de Especialistas se mostra notavelmente superior para todas as maturidades estudadas conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Acurácia Geral dos Algoritmos

	Balanceado	**Seleção de Especialistas**	**Alta**	**Baixa**
M1	53.92%	**55.39%**	50.49%	54.90%
M2	58.17%	**58.65%**	50.96%	50.96%
M3	53.37%	**55.21%**	55.21%	47.85%

5. CONCLUSÃO

A forma como o modelo previsão de preços foi estruturado permitiu a adoção de soluções em linha com o estado da arte de Aprendizado de Máquina, obtendo resultados robustos. A Seleção de Especialistas potencializou os ganhos para o período de 2021, levando os modelos previsores de M1, M2 e M3 a alcançarem retornos e acurácias significativamente maiores que os baselines de Alta e Baixa bem como no caso Balanceado.

Os bons resultados desta modelagem devem-se ao fato não somente da adoção da previsão de tendências através do modelo *Random Forest*, mas também pela implementação da Gestão de Dados de preços da BBCE, o que possibilita potencializar as informações contidas nos *datasets* coletados e eliminar ruídos, elevando a qualidade tanto dos dados como dos resultados.

Os próximos passos para este trabalho se concentram nas entradas de novas variáveis para os modelos de previsão, tais como realização e previsão de chuvas, armazenamento, ENA, Carga, além de se estudar produtos com maiores maturidades e maiores horizontes de tempo com posição aberta, possibilitando-se a formação de estratégias de médio e longo prazo, além do curto prazo aqui estudado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGGARWAL, C. C. Outlier Analysis. Second Edition ed. Yorktown Heights, New York, USA: Springer, 2017.

CARVALHO, A.; FACELI, K.; LORENA, A.; GAMA, J. Inteligência Artificial--uma abordagem de aprendizado de máquina. Rio de Janeiro: LTC, p. 45, 2011 2011.

CERQUEIRA, V.; TORGO, L.; MOZETIČ, I. Evaluating time series forecasting models: An empirical study on performance estimation methods. Machine Learning, 109, n. 11, p. 1997-2028, 2020 2020.

HO, T. K. Random decision forests. In: Proceedings of 3rd international conference on document analysis and recognition, 1995, 1. 1995. p. 278-282.

MARTINEZ, L. C.; DA HORA, D. N.; PALOTTI, J. R. D. M.; MEIRA, W. et al., 2009, From an artificial neural network to a stock market day-trading system: A case study on the bm&f bovespa. IEEE. 2006-2013.

SANT'ANA, R. Ciclo de vida dos dados e o papel da ciência da informação. In: XIV Encontro Nacional de Pesquisa em Ciência da Informação (ENANCIB 2013), 2013.

SCHWERTMAN, N. C.; DE SILVA, R. Identifying outliers with sequential fences. Computational Statistics & Data Analysis, 51, n. 8, p. 3800-3810, 2007/05/01/ 2007.

SCORNET, E. Tuning parameters in random forests. ESAIM: Proceedings and Surveys, 60, p. 144-162, 2017 2017.

WILDER, J. W. New Concepts in Technical Trading Systems. Trend Research, 1978. 9780894590276.

ZHOU, Z.-H. Ensemble methods: foundations and algorithms. Chapman and Hall/CRC, 2019 2019.

HIDROGÊNIO AZUL NO BRASIL: DESAFIOS E POTENCIALIDADES

Thalles Moreira de Oliveira[1]; Thiago Luis Felipe Brito[1];
Edmilson Moutinho dos Santos[1]; Dominique Mouette[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Os alertas acerca dos processos antrópicos degenerativos para o meio ambiente, sobretudo os decorrentes da utilização de combustíveis fósseis como fonte primária de produção de energia, estimularam maiores pesquisas sobre alternativos energéticos sustentáveis, dentre eles o hidrogênio azul. Tendo como principal técnica de produção a Reforma a Vapor do Metano (SMR), além de contar com a Captura e Armazenamento do CO_2 (CCS) derivado de tal processo, o H_2 azul pode substituir gradativamente os combustíveis fósseis. Algumas pesquisas já indicam expressiva capacidade de armazenamento offshore de CO_2 no litoral brasileiro, o que evidencia sua potencialidade para CCS. A redução dos custos de produção de H_2 e de CCS é uma medida importante para a ampliação da competitividade do H_2 azul frente aos combustíveis fósseis. A criação de um hub de CCS é uma opção atrativa de maximização de captura de CO_2 e, consequentemente, produção de H_2. Sendo assim, a modelagem de dados relativos à logística e aos custos do H_2 azul se mostra necessária para uma melhor compreensão do potencial brasileiro de produção de energia descarbonizada.

Palavras-chave: Hidrogênio Azul, Brasil, CCS Offshore, Desafios.

ABSTRACT

The warnings about degenerative anthropic processes for the environment, especially those resulting from the use of fossil fuels as a primary source of energy production, stimulated further research on sustainable energy alternatives, including blue hydrogen. Having as main production technique the Steam Methane Reforming (SMR), in addition to the Capture and Storage of CO_2

(CCS) derived from such a process, blue H_2 can gradually replace fossil fuels. Some studies already indicate significant capacity for offshore CO_2 storage on the Brazilian coast, which shows its potential for CCS. Reducing the production costs of H_2 and CCS is an important measure to increase the competitiveness of blue H_2 against fossil fuels. The creation of a CCS hub is an attractive option for maximizing CO_2 capture and, consequently, H_2 production. Therefore, the modeling of data related to the logistics and costs of blue H_2 is necessary for a better understanding of the Brazilian potential for the production of decarbonized energy.

Keywords: Blue Hydrogen, Brazil, Offshore CCS, Challenges.

1. INTRODUÇÃO

Diante do cenário atual brasileiro, no que tange à produção de energia e seus efeitos adversos para o meio ambiente, soluções que visam uma transição energética, norteada pelos princípios da sustentabilidade, vêm ganhando cada vez mais espaço nas discussões acadêmicas. Dentre elas, a viabilização econômica e logística do hidrogênio (H_2), como combustível alternativo, representaria um importante passo rumo à descarbonização da matriz energética brasileira, uma vez que água e energia são os únicos produtos do seu processo de combustão (ALMEIDA, 2019).

Segundo EPE (2021), 73% da capacidade instalada mundial de produção de H_2 está vinculada à tecnologia de Reforma a Vapor do Metano (SMR), processo do qual gera-se dióxido de carbono (CO_2). Como resposta, a principal solução para o problema do descarte do CO_2 na atmosfera configura-se na sua estocagem em reservatórios geológicos, como cavernas de sal na subsuperfície do fundo do mar, ou mesmo em camadas profundas de bacias sedimentares. O hidrogênio produzido por SMR, e que conta com a Captura e Armazenamento do Carbono (em inglês *Carbon Capture and Storage* ou CCS) oriundo de sua produção, é conhecido como Hidrogênio Azul.

No Brasil, grande parcela do mercado de H_2 (aproximadamente 920 mil toneladas por ano) está representada por refinarias de petróleo (produção e

melhoramento de combustíveis) e indústrias de fertilizantes, alimentícias, siderúrgicas, de semicondutores, entre outras, tendo o hidrogênio gerado para finalidades energéticas (em especial para produção de calor em aplicações locais) pouca representatividade neste conjunto (CGEE, 2010). Ainda segundo CGEE (2010), isso decorre do fato de que a preferência por fontes de energia já estabelecidas no mercado (e.g. fósseis) reflete a falta de competitividade econômica do H_2 como combustível.

Dentre os principais desafios a serem superados pelo Brasil para um aumento significativo da participação do H_2 em sua matriz energética, a redução dos custos de sua produção tem sido considerada o maior deles. Em relação ao H_2 azul, variáveis econômicas adicionais devem ser consideradas, como os custos de captura, de transporte e de armazenamento do CO_2. Destarte, o presente trabalho buscou, a partir das análises de dados obtidos por revisões bibliográficas, explorar os principais aspectos econômicos e logísticos atinentes à produção de H_2 azul, relacionando-os com o potencial para CCS *offshore* no Brasil.

2. ASPECTOS LOGÍSTICOS E ECONÔMICOS DO H_2 AZUL

Atualmente, Noruega e Alemanha são alguns dos principais países europeus com projetos de H_2 azul em fase avançada. Suas costas são banhadas pelo Mar do Norte, cuja subsuperfície contém volumosos reservatórios geológicos capazes de armazenar até 80 bilhões de toneladas de CO_2 (NPD, 2021). Tal capacidade aferida estimulou a implementação de grandes empreendimentos de produção de hidrogênio com CCS na região.

Já no Brasil, o *Research Centre for Gas Innovation* (RCGI), da Universidade de São Paulo, realizou um estudo denominado "*Project 34 - CCS in offshore salt caverns*", objetivando investigar a viabilidade da formação de cavernas de sal na região do pré-sal (situado na Bacia de Santos - litoral de São Paulo) para estocagem de CO_2 (MAIA DA COSTA *et al.*, 2018). O trabalho constatou a possibilidade de confinamento de até 108 milhões de toneladas de CO_2 (MAIA DA COSTA *et al.*, 2018) num total de 15 cavernas construídas na

região [...] "*por dissolução da halita que compõe a camada mineral salina do pré-sal* (MAIA DA COSTA *et al.*, 2019 apud OLIVEIRA, 2021). Além disso, Ciotta *et al.* (2020 apud ROCKETT *et al.*, 2013) estimaram que a capacidade total de armazenamento de CO_2 nos 18 campos localizados na Bacia de Campos e citados no estudo é de aproximadamente 1000 Mt.

Neste sentido, a disponibilidade prevista de espaços para o armazenamento de CO_2 no litoral brasileiro traz luz ao potencial de produção de H_2 azul no país. Entretanto, a consolidação efetiva destes tipos de projetos demanda a superação de alguns obstáculos logísticos e econômicos que serão abordados a seguir.

2.1. Distâncias de transporte dos gases

Inicialmente, vale ressaltar que as grandes distâncias entre os locais de extração do metano e as instalações *onshore* de SMR, bem como entre estas últimas e os reservatórios *offshore* de estocagem do CO_2, complexificam os esforços necessários à implementação do H_2 azul. Segundo EPE (2022), os custos de capital (CAPEX) com a infraestrutura de transporte do CO_2 em ambiente *onshore* e *offshore* seriam de 208,3 e 193,1 MMUS$, para o transporte de até 2,5 $MtCO_2$ anual, respectivamente. Essas estimativas apontam a relação proporcional entre a distância de deslocamento dos gases e o preço dos dutos para tal prática, evidenciando-se, assim, uma primeira vantagem do desenvolvimento de projetos de produção de H_2 *offshore* a fim de minimizar os custos de transporte.

2.2. Local da instalação de SMR

Os empreendimentos de H_2 europeus citados anteriormente se utilizam, exclusivamente, de instalações em ambientes *onshore* para a realização da reforma do gás natural (IEA, 2021). Da mesma forma, dados tanto o conhecimento já avançado de produção de H_2, por meio de SMR, quanto a existência de instalações *onshore* para tal propósito, a adoção deste tipo de

ambiente para a construção de novas indústrias de H_2 no Brasil foi, até então, a melhor escolha.

Em estimativas do custo total de produção de H_2 azul *onshore* e *offshore* por EPE (2021), demonstrou-se que um empreendimento *offshore* só seria economicamente mais viável do que um *onshore* em um cenário de instalação de uma planta de H_2 com produção de 20 t de H_2/dia (com a captura de 160 t de CO_2/dia). Caso a escolha seja a construção de plantas com produção acima deste valor (100, 500 ou 1000 t H_2/dia, com 801, 4020 e 8010 t de CO_2 capturado, respectivamente), o ambiente *onshore* demandaria menor investimento.

Como exemplo, pôde-se considerar a estimativa de custo total de H_2 azul por meio da construção de uma planta com capacidade máxima de produção de 1000 t de H_2/dia, tendo como base o preço do gás natural a 12 US$/MMBtu: em ambiente *onshore*, este valor seria de 32,68 US$/MMBtu, já em ambiente *offshore*, o custo alcançaria 43,53 US$/MMBtu (EPE, 2021). A nota técnica também estimou um CAPEX para a produção de H_2 *offshore* equivalente ao dobro do CAPEX para uma instalação *onshore*.

2.3. Demais gargalos logísticos

Por fim, o efeito das marés nos gasodutos também deve ser considerado, uma vez que este pode gerar contratempos e despesas adicionais. Produzir H2 em ambiente offshore elimina a necessidade de construção de dutos extensos para o transporte de gases até instalações *onshore*, reduzindo os custos de OPEX (manutenção) tanto dos desgastes causados pelo atrito com a água movimentada pelas marés, ou mesmo pela corrosão interna provocada pela passagem de gases em alta pressão. Ademais, os custos com a energia necessária para o bombeamento dos gases através dos gasodutos serão menores caso as distâncias sejam minimizadas pela produção de H2 azul *offshore*.

3. DESAFIOS ECONÔMICOS DO H_2 AZUL NO BRASIL

Existem diversas variáveis econômicas a serem consideradas a fim de tornar o H_2 um combustível com significativa participação na matriz energética brasileira. A redução dos custos de produção de hidrogênio, bem como de CCS, por meio de investimentos em pesquisas e desenvolvimento tecnológico, é um passo muito importante para o alcance do objetivo supracitado.

Outrossim, o aumento da competitividade do H_2 frente aos seus concorrentes fósseis é essencial para sua viabilidade e para a almejada descarbonização energética mundial. EPE (2021) demonstrou que os ganhos de escala reduzem os custos totais de H_2 azul (e.g. em ambiente *onshore*, os custos com uma planta com capacidade de 100, 500 e 1000 t H_2/dia, considerando o preço do gás natural a 12 US$/MMBtu, são de 71.94, 38.24 e 32.68 US$/MMBtu, respectivamente), ou seja, quanto maior a capacidade da planta de H_2, menores serão os custos totais do empreendimento e, consequentemente, maior será a competitividade do hidrogênio frente a outros combustíveis.

Atualmente, a maior parte do mercado de H_2 no Brasil contempla sua utilização final com propósitos não energéticos. Para que haja o desenvolvimento de um mercado de hidrogênio como combustível alternativo, além da redução dos custos de produção e do ganho em escala, a elaboração de projetos de demonstração, que visam a evidenciação da viabilidade econômica do H_2 azul, precisa ser realizada.

Essencialmente, a cadeia logística do H_2 azul é similar a qualquer outra forma de produção de hidrogênio, com o adicional do CCS. Neste sentido, estudar como outros projetos, sobretudo os europeus em fase avançada de desenvolvimento, se organizam é essencial para aumentar a efetividade de futuros empreendimentos brasileiros no ramo.

Uma das medidas tomadas pela Noruega, por exemplo, foi a criação de um *hub* como medida eficaz de implantação do CCS na região do Mar do Norte. Denominado *Northern Lights*, o projeto do governo norueguês está [...] "*sendo desenvolvido com o objetivo de capturar e armazenar o CO_2 produzido por atividades industriais realizadas, a princípio, na região de Oslo, Noruega*"

(NORTHERN LIGHTS, 2021 apud OLIVEIRA, 2021). A Figura 1 mostra alguns dos parceiros do projeto, bem como a amplitude territorial de captura de CO_2 que pode ser proporcionada pela implementação de um *hub* de CCS.

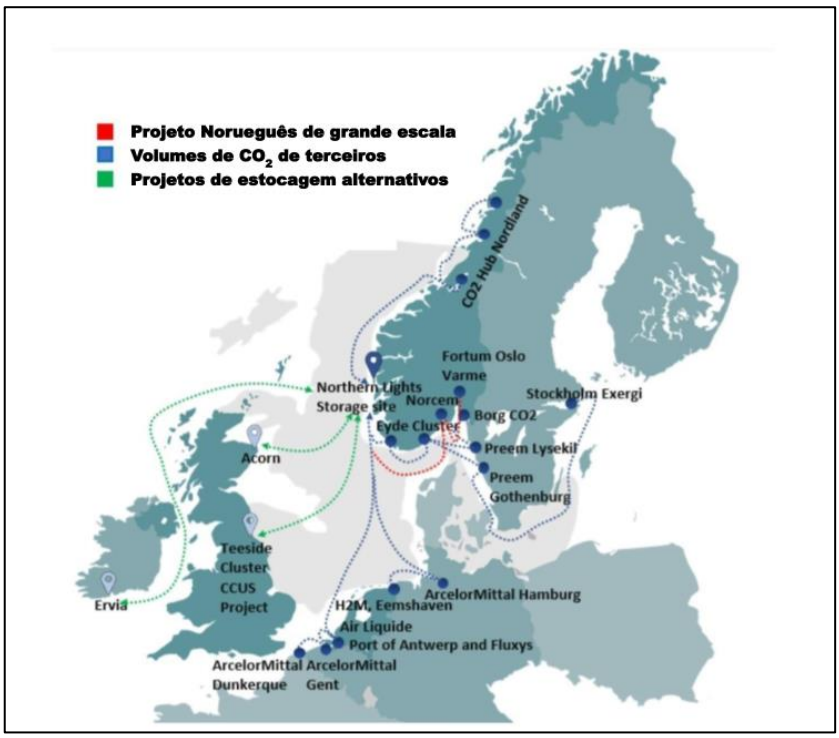


Figura 1 - Parceiros do Northern Lights (EQUINOR, 2019)

A utilização de um *hub* para CCS poderia proporcionar menores custos com a logística demandada pelo sistema, uma vez que os mesmos dutos seriam utilizados por diversas empresas, maximizando, então, a captura de CO_2 e a competitividade mercadológica do H_2 azul, além de minimizar os impactos ambientais decorrentes da densificação de componentes infraestruturais.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista a maximização da captura de CO_2 oriundo da produção de H_2 e de diversas outras atividades industriais realizadas no Brasil, sobretudo nas regiões litorâneas, a construção de um *hub* próximo à Bacia de Santos se mostra interessante como medida para o desenvolvimento futuro de um mercado

brasileiro de energia descarbonizada. Um projeto com capacidades de captura, transporte e armazenamento de grandes quantidades de CO_2 proporcionaria a infraestrutura necessária para a construção de plantas com massiva produção de H_2, o que aceleraria sua consolidação como combustível viável e competitivo economicamente.

Por outro lado, EPE (2021) estima que as plantas de H_2 teriam uma vida útil de 25 anos. Considerando que a planta com menor custo total seria a que produzisse 1000 t H_2/dia, cuja captura diária de CO_2 seria de 8.010 t, e que o reservatório selecionado (pela nota técnica) para a estocagem seria o Campo de Merluza, cuja capacidade máxima presumida é de 49,9 Mt (CIOTTA *et al.*, 2020), a produção total de CO_2 durante o tempo de funcionamento da planta seria de mais de 73 Mt, o que excederia a capacidade máxima de estocagem do reservatório. Sendo assim, a presente pesquisa concluiu que uma gestão integrada de reservatórios geológicos é de suma importância para uma efetiva implantação de empreendimentos que produzam uma significativa quantidade de H_2 que norteie o Brasil para uma transição energética rumo à sustentabilidade, uma vez que existem outras opções de campos capazes de armazenar CO_2 (CIOTTA *et al.*, 2020).

Neste sentido, o desenvolvimento de modelos de otimização, para a redução dos custos de CCS, proporcionaria informações importantes sobre os mais efetivos caminhos a serem tomados pelos formuladores de futuros projetos de produção de H_2 azul. Compreender as implicações logísticas e econômicas de escolhas como em qual tipo de ambiente produzir-se-á o hidrogênio (*onshore* ou *offshore*), qual o melhor reservatório para a construção da infraestrutura de estocagem de CO_2 (ou mesmo se vários reservatórios devem ser geridos paralelamente), ou então qual a capacidade máxima de produção de H_2 que poderá suprir as demandas por energia (sociedade) e por lucratividade (empresas) atuais é de extrema importância para a elaboração de modelos que contemplem as questões socioambientais atinentes à energia.

Por fim, como estudos futuros pretendidos, a utilização de Programação Linear (modelo de otimização de uma função objetiva linear, com variáveis

numéricas reais e com restrições também lineares e bem definidas), como metodologia de trabalho, conduzirá os próximos passos da presente pesquisa a fim de subsidiá-la quantitativamente com dados pertinentes a efetiva implantação do H_2 azul como combustível alternativo viável ambiental e economicamente no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, A. S. de, Souza, J. G. de, Madeiro, L. C. N., Costa, M. L. A. da, Cunha, A. L., Rodrigues, M. A., & Santos, A. F. dos. (2019). Hidrogênio, o combustível do futuro. *Diversitas Journal*, *4*(2), 356-366. https://doi.org/10.17648/diversitas-journal-v4i2.593

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (2010). Hidrogênio energético no Brasil. Subsídios para políticas de competitividade, 2010-2025, tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários – Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos.

CIOTTA, Mariana Ramos; TASSINARI, Colombo Celso Gaeta, Preliminary basin scale assessment of CO2 geological storage potential in Santos Basin, Southeastern Brazil: Merluza field study case / avaliação preliminar do potencial para armazenamento geológico de co2 da bacia de santos, sudeste do brasil: estudo de caso do campo de merluza, Brazilian Journal of Development, v. 6, n. 9, p. 65961–65977, 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%CC%82nio_rev01%20(1).pdf.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-

654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf.

EQUINOR. Northern Lights Contribution to Benefit Realisation. 2019a. Disponível em: https://ccsnorway.com/wp-content/uploads/sites/6/2020/07/Northern-Lights-Contribution-to-Benefit-Realisation-sladdet-versjon-1.pdf.

FOGLIATTO, F. S. Pesquisa Operacional (Modelos Determinísticos). 2001. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Disponível em: http://www.producao.ufrgs.br/arquivos/disciplinas/382_po_apostila_completa_mais_livro.pdf.

IEA. Hydrogen Projects Database. [s.l.: s.n.], 2021. Disponível em: https://www.iea.org/product/download/009071-000300-008811.

MAIA DA COSTA, Alvaro; V. M DA COSTA, Pedro; D. UDEBHULU, Okhiria; *et al*. Potential of storing gas with high CO_2 content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. Greenhouse Gases: Science and Technology, p. ghg.1834, 2018. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ghg.1834>.

MAIA DA COSTA, Alvaro; V.M. COSTA, Pedro; C.O. MIRANDA, Antonio; *et al*. Experimental salt cavern in offshore ultra-deep water and well design evaluation for CO2 abatement, International Journal of Mining Science and Technology, https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2019.05.002

NPD. Carbon storage. Disponível em: <https://www.npd.no/en/facts/carbon-storage/>.

OLIVEIRA, T. M. ; BRITO, T. L. F. ; MOUTINHO DOS SANTOS, E. ; MOUETTE, D. Aspectos logísticos de projetos para a produção de hidrogênio, associados à captura e armazenamento de carbono (H_2 azul), e seu potencial para o offshore no Brasil. In: Energy Virtual Experience, 2021, Lisboa.

HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL NO BRASIL, UMA REVISÃO

Rosana Cavalcante de Oliveira[1]; Rogério Silva[1]

[1]*Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA*

RESUMO

O hidrogênio sustentável obtido a partir de fontes renováveis é uma alternativa vantajosa e segura para armazenar quantidades excedentes de energias como eólica e solar, além de poder ser gerado por outros processos, tais como a reforma e gaseificação da biomassa. O Brasil tem uma posição de destaque para se tornar um grande exportador de hidrogênio renovável, este estudo realizou o mapeamento do mercado de hidrogênio nacional objetivando auxiliar no desenvolvimento de um planejamento energético sustentável no Brasil.

Palavras-chave: Hidrogênio; Sustentabilidade; Planejamento energético; Carbono.

ABSTRACT

Sustainable hydrogen obtained from renewable sources is an advantageous and safe alternative for storing energy excess such as wind, solar and other processes, such as the reform and gasification of biomass. Brazil can become a major exporter of renewable hydrogen. This study carried out the mapping of the national hydrogen market to assist the development of sustainable energy planning in Brazil.

Keywords: Hydrogen; Sustainability; Energy planning; Carbon..

1. INTRODUÇÃO

O termo Transição Energética indica uma evolução na matriz de geração de energia (elétrica) com o objetivo de reduzir ao máximo a emissão de gás carbônico (CO_2), para tanto busca-se modificar a base produtiva que usa energia não renovável para uma base produtiva que usa energia renovável.

A energia está presente nas cadeias de valor de todos os bens e serviços, se caracterizando como um insumo que não pode faltar. A segurança energética de um país exige o equilíbrio dinâmico, constante e instantâneo entre oferta (geração, transmissão, distribuição) e demanda (unidades consumidoras).

A transição energética teve seu marco inicial na crise do petróleo de outubro de 1973, até esse ano o petróleo era o recurso energético mais importante da matriz energética mundial, o Brasil, por exemplo, dependia de 85% das importações de petróleo. Até 1973, havia um oligopsônio das maiores economias que demandavam energia e determinava preços baixos, após 1973, o oligopólio da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) provoca o aumento do preço do barril de petróleo e a instabilidade no preço através do controle da demanda.

A crise do petróleo trouxe incertezas em relação ao preço do petróleo e derivados com impactos econômicos sobre as cadeias de valor dos bens e serviços, tendo como principal problema o risco de suprimento. Nesse contexto, o objetivo central e prioritário da política energética de qualquer país é garantir o suprimento de energia. As soluções apresentadas para a segurança energética nacional abrangeram: reduzir a importação de petróleo, com a Petrobrás investindo em prospecção; reduzir o uso do petróleo, com o incentivo da produção de etanol; e incentivar a transição energética com maior utilização de fontes de energia como gás, eólica e solar. Como resultado da política energética brasileira, atualmente o Brasil possui uma matriz energética com 48,4% de participação de renováveis (BEN, 2021), sendo que a média mundial é de apenas 14% de participação de renováveis (IEA, 2021), ao se considerar a matriz elétrica brasileira a participação de renováveis aumenta para 84,8%.

Além da segurança enérgica, a questão ambiental vem ganhando destaque através de acordos mundiais que definem metas de redução de poluição. O Acordo de Paris estabeleceu um objetivo de limitar o aumento da temperatura global abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais. Para atingir o objetivo do acordo de Paris, será necessário descarbonizar grande parte do sistema energético mundial que ainda depende fortemente de combustíveis

fósseis poluentes. Para tanto, uma quantidade significativa de fontes renováveis de energia deve ser instalada e integrada, e setores que demandam energia, como o transporte e a indústria, precisam ser descarbonizados (IEA, 2019).

O desenvolvimento sustentável busca satisfazer as necessidades atuais da humanidade sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazer suas próprias necessidades (BROWN, 1981). O hidrogênio foi identificado como uma das fontes que podem facilitar a descarbonização devido à sua capacidade de armazenar e fornecer grandes quantidades de energia sem gerar emissões de CO_2 durante a combustão (IEA, 2019).

A descarbonização deve valorizar cada vez mais a eletrificação, ou seja, a oferta de energia elétrica. O Brasil que detém uma das matrizes elétricas mais renováveis do Mundo, já alcançou a meta de transição energética que vários países pretendem chegar em 2050. Nesse contexto, o Brasil tem uma posição de destaque para se tornar um grande exportador de hidrogênio de baixo carbono, por apresentar condições climáticas excelentes e favoráveis para geração de energia elétrica através de fontes eólicas, solar e hídricas.

Este estudo analisa a evolução recente das pesquisas e investimentos no setor de hidrogênio sustentável, ou seja, hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis de energia, assim como os modelos regulatórios e políticas públicas adotados no Brasil. Para tanto, utilizou-se como metodologia a pesquisa descritiva, onde os dados foram obtidos através de levantamento bibliográfico, documento e bases de dados.

2. O DESENVOLVIMENTO DE UMA ECONOMIA DO HIDROGÊNIO

O hidrogênio convertido a partir de outros combustíveis possibilita aos usuários finais serem menos dependentes de recursos de energia específicos aumentando a segurança energética. A economia do hidrogênio é uma proposta de economia futura baseada no uso do hidrogênio como fonte de energia.

2.1 Mercado mundial do hidrogênio

O Mercado global de geração de hidrogênio em 2021 foi de US$ 117 bilhões (MACHADO, 2021). O hidrogênio como vetor de energia é capaz de armazenar e fornecer grandes quantidades de energia. As principais aplicações do hidrogênio na atualidade se concentram na produção de amônia, na produção de metanol e seu uso em refinarias, siderurgia, indústria de alimentos, semicondutores e aplicações energéticas. A demanda global por hidrogênio puro (H2) deve crescer 4% em 2021, alcançando 73,8 milhões de toneladas (S&P GLOBAL PLATTS ANALYTICS, 2021).

A demanda global por hidrogênio cresceu mais de três vezes desde 1975 e continua a aumentar - quase inteiramente fornecida por combustíveis fósseis, com 6% do gás natural global e 2% do carvão global indo para a produção de hidrogênio (IEA, 2019). Enquanto aumenta a pressão por novas alternativas energéticas para substituir combustíveis fósseis e carvão, e avançar na eletrificação, cresce também a urgência de uma economia para o hidrogênio de baixo carbono. Dentre os principais países que atuam no setor de hidrogênio destaca-se a Alemanha como grande importador, bem como a Austrália e Chile como grandes exportadores, sendo a China o maior produtor de hidrogênio do mundo, com uma produção anual de cerca de 33 milhões de toneladas quase em sua totalidade de origem fóssil, entretanto, possui um objetivo de uma produção anual de hidrogênio verde de 100 mil a 200 mil toneladas até 2025 (CHIAPPINI, 2022), e reduzir as emissões de dióxido de carbono de 1 milhão a 2 milhões de toneladas por ano até 2035.

Existem mais de 30 países com roteiros de hidrogênio já definidos e 228 projetos de hidrogênio em grande escala anunciados em toda a cadeia de valor, com 85% localizados na Europa, Ásia e Austrália. Se todos os projetos forem concretizados, os investimentos totais chegarão a mais de US$ 300 bilhões em gastos até 2030, incluindo US$ 80 bilhões que estão em fase de planejamento e já passaram por uma decisão final de investimento, ou estão em construção, já comissionados ou operacionais (MACHADO, 2021).

Países com recursos de alta qualidade para produção de hidrogênio são amplamente dispersos ao redor do globo, e muitos países exportadores de energia também são dotados de recursos renováveis que poderiam produzir hidrogênio. Em um ambicioso contexto de baixo carbono, o comércio de hidrogênio permitiria efetivamente o comércio e armazenamento de vento e luz solar entre diferentes regiões para superar as diferenças sazonais (IEA, 2019).

2.2 A Economia do Hidrogênio no Brasil

O Brasil tem uma posição de destaque para se tornar um exportador de hidrogênio sustentável, por apresentar condições climáticas excelentes e favoráveis para geração de energia elétrica através de fontes eólicas, solar e hídricas. A produção de hidrogênio no Brasil atualmente está concentrada nos setores de refino e fertilizantes, em geral, utilizando processos com alta emissão de CO_2 através da reforma de gás natural (GIZ, 2021). A grande maioria das plantas de produção de hidrogênio se encontram em regiões litorâneas próximas à malha de gasodutos do Brasil. De acordo com GIZ (2021), o fornecimento de hidrogênio como insumo para a indústria é realizado majoritariamente por quatro empresas de gases industriais: Linde, Air Liquide, Air Products & Chemicals e Messer.

Em relação ao mercado consumidor do hidrogênio para síntese de produtos e diversos processos e insumos no Brasil foram identificados cinco principais setores (GIZ, 2021): petroquímico para refino de combustíveis; setor siderúrgico e metalúrgico para a redução de ferro gusa e fornos de atmosferas controladas; setor de alimentos para a hidrogenação de produtos, principalmente margarinas; setor de vidros planos; e o setor de geração de energia (termelétricas) para refrigeração de turbinas. Além desses, destaca-se o setor de transporte abrangendo carros, ônibus, aviões e navios.

O processo de produção de hidrogênio verde utiliza fontes renováveis de energia, como solar, eólica ou hídrica, que através do processo de eletrólise produzem hidrogênio, tendo como subproduto o oxigênio. O hidrogênio gerado será armazenado através do processo de compressão ou liquefação do gás, em

geral a distribuição pode ocorrer diretamente no local, através de gasodutos, transporte rodoviário ou transporte marítimo, sendo o consumo final os mais diversos, abrangendo a injeção do hidrogênio na rede de gás natural, como combustível para transporte, produção de energia, utilização no processo industrial e principalmente para a exportação.

O potencial de produção de hidrogênio a partir da biomassa é complementar ao potencial das energias solar e eólica, predominantemente nas regiões Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste, onde a indústria já está estabelecida e madura, com maior potencial para o etanol, biogás, glicerina e resíduos biológicos, com a possiblidade de utilizar o etanol para transportar o hidrogênio.

A amônia é o maior insumo para a produção de fertilizantes e atualmente sua produção utiliza o hidrogênio extraído do gás natural (hidrogênio cinza). O preço do gás natural impacta na construção de plantas fertilizantes no Brasil, que é o 4º maior consumidor de nitrogenado, porém não produz os nutrientes N, P, K. Em 2018, o Brasil consumiu 35 milhões de toneladas de fertilizantes, sendo que 80% foram importados. A importação de fertilizantes nitrogenados representa 30% do total negativo gerado na balança comercial de produtos químicos e traz uma grande dependência da variação de preços internacionais, impactando nos custos dos fertilizantes que representam 30% do custo do grão devido ao preço de importação e logística (MACHADO, 2019). Nesse contexto, o hidrogênio sustentável gerado de forma descentralizada próximo ao local de consumo pode contribuir com a redução da dependência de importação de fertilizantes e no déficit da balança comercial de produtos químicos.

Os investimentos anunciados para construção de usinas produtoras de hidrogênio verde (H2V) no Brasil já somam mais de US$ 27 bilhões, a maioria concentrados em portos — Pecém, no Ceará, Suape, em Pernambuco, e Açu, Rio de Janeiro. Esses portos combinam uma série de fatores estratégicos para o desenvolvimento da nova cadeia do H2V, como logística para exportação, proximidade de polos industriais e de fontes de energia renovável. O porto de Roterdã, na Holanda, planeja fornecer 4,6 milhões de toneladas/ano de hidrogênio para o noroeste da Europa até 2030, sendo e maior parte desse

volume oriundo de outros continentes. A distâncias entre o porto de Roterdã e Potenciais Exportadores de H2V (Tabela 1) evidência a localização estratégica dos portos brasileiros.

Tabela 1 – Distâncias entre Roterdã e Potenciais Exportadores de H2V

Porto	Km
Austrália (New Castle)	16.250
Chile (Valparaiso)	12.400
Brasil (Fortaleza)	7.390

O estado do Ceará possui mais de 22 memorandos de intenção assinados de projetos de hidrogênio verde (H2V). Incluindo acordo com a australiana Enegix Energy para montar uma planta de hidrogênio verde no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, localizado na região metropolitana de Fortaleza com investimento previsto é de US 5,4 bilhões, além de projetos com a portuguesa EDP para a instalação de usina solar com capacidade de 3 megawatts (MW) para produção de hidrogênio.

Em Pernambuco, o Porto Suape assinou acordo de investimentos com empresas como a Qair que vai dispor dos processos combinados de eletrólise, bombeamento e liquefação, permitindo o envio do produto para longas distâncias, além da reforma de gás natural; e o projeto piloto da Neoenergia.

A Secretaria de Meio Ambiente, Ciência, Tecnologia e Inovação de São Carlos (SP) assinou um memorando de entendimento com a R20 (Regions of Climate Action) para a viabilidade de implementação de uma usina de produção de hidrogênio. E a Unigel inaugurou a unidade de fertilizantes nitrogenados que está produzindo amônia e ureia e pretende construir a primeira fábrica de amônia verde com previsão de funcionamento até o final de 2022 em Camaçari - BA.

A Fortescue Future Industries Pty Ltd (FFI) e a Porto do Açu Operações SA (Porto do Açu) assinaram Memorando de Entendimentos (MOU) para desenvolver projetos industriais verdes baseados em hidrogênio no Rio de

Janeiro, Brasil Eletrolisador de hidrogênio de 300 MW para produção de 250.000 t/ano de amônia verde. Os estados do Rio Grande do Norte e Piauí também já possuem memorandos de entendimento com a inciativa privada para produção de H2V. E Minas Gerais apresenta projeto de produção de aço verde.

Existem grandes variações regionais nos custos de produção de hidrogênio atualmente, e sua economia futura depende de fatores como preços de combustíveis fósseis, eletricidade e carbono. O gás natural é atualmente a opção mais econômica para a produção de hidrogênio na maior parte do mundo, com custos tão baixos quanto USD 1/kgH2 no Oriente Médio.

O custo nivelado do hidrogênio atualmente depende do custo nivelado de energia elétrica LCOE (Levelized Cost of Energy). O Brasil está entre os países com previsão de menor custo, entre $1 e $1,5 dolares por kg. Embora os demais países possuem custo competitivos, sua matriz energética não é muito limpa, e será necessário um certificado de garantia de origem, ao passo que esses outros países desenvolveram a certificação o Brasil está afrente, como seria essa garantia, e como seria os contratos. (GURLIT et al,2021).

3. MODELOS REGULATÓRIOS E POLÍTICAS PÚBLICAS

A estratégia de pesquisa desenvolvimento e inovação do hidrogênio no Brasil não é recente. Em 2002 o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) lançou o programa de ciência, tecnologia e inovação na economia do hidrogênio, que fomentou a formação e treinamento de recursos humanos.

Em 2005, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o roteiro para a estruturação da economia do hidrogênio no Brasil, com foco na valorização de diferentes rotas tecnológicas nas quais o Brasil pudesse ter vantagens competitivas, como: a eletrólise da água, o etanol e outras biomassas. Em 2010, o MCTI e CGEE apresentam os principais gargalos nacionais identificados, principalmente, o pequeno volume de investimento na área, a necessidade de continuidade dos investimentos em programas de P&D em hidrogênio, incentivo a empresas de base tecnológica etc. (CGEE, 2010). Com tantos desafios, somente em 2018 o MCTIC publicou o plano de ciência, tecnologia e inovação

para energias renováveis e biocombustíveis visando promover estudos sobre o potencial das energias, oceânicas, heliotérmicas, eólica offshore e hidrogênio (MCTIC, 2018).

Em 2020, o MME apresenta o plano nacional de energia – PNE 2050, documento que identifica o potencial de energias renováveis no Brasil que é superior a 17 vezes a sua demanda em 2050, dentre as tecnologias diruptivas com destaque ao hidrogênio (MME; EPE, 2020). A Resolução nº 2, de 10 de fevereiro de 2021, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabeleceu orientações sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia do Brasil.

Em 2021, o Ministério de Minas e Energia (MME), sob deliberação da Resolução CNPE n°6/2021, lançou as diretrizes para construção do Programa Nacional de Hidrogênio Brasileiro (PNH2). E a EPE lança nota técnica bases para a consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio, com os principais desafios e oportunidades (EPE, 2021). Em agosto de 2021, o MME (2021) lança o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) que tem como princípios: valorizar o potencial nacional de recursos energéticos; ser abrangente; alinhar se às ambições de descarbonização da economia; valorizar e incentivar o desenvolvimento tecnológico nacional; almejar o desenvolvimento de um mercado competitivo; buscar sinergias e articulação com outros Países; e reconhecer a contribuição da indústria nacional.

O projeto de lei (PL) 725/2022 inclui o hidrogênio como fonte energética na matriz brasileira e estabelece metas para a inserção nos gasodutos nacionais, sendo adicionado até 2032 o percentual mínimo de 5% de hidrogênio na rede de gasodutos, e 10% até 2050. Dentro desses percentuais, 60% deve ser hidrogênio sustentável – de fontes energéticas como solar, eólica, biomassas, biogás e hidráulica até 2032, com aumento de participação de 80% até 2050. O PL 725/2022 insere o hidrogênio na lei 9.478, de 1997, a Lei do Petróleo, e o combustível passaria a ser regulado pela ANP.

O Brasil possui diversos grupos de pesquisa em universidades e mantêm laboratórios de padrão internacional para desenvolver tecnologias aplicáveis à

realidade nacional no setor do hidrogênio. Destaca-se o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) com o Laboratório de Hidrogênio (LabH2), o qual dedica-se exclusivamente ao tema de energia do hidrogênio, desenvolvendo pilhas a combustível de óxido sólido e veículos pesados com tração elétrica, entre outros. Em 2017 foi fundada a Associação Brasileira de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Hidrogênio (ABH2) que é uma associação sem fins lucrativos destinada à pesquisa do hidrogênio no Brasil.

O Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ) vem desenvolvendo pesquisas e estudos também sobre o tema de hidrogênio, com uma transversalidade centrada em inovações regulatórias. A Unicamp possui projeto em parceria com a Nissan para estudo sobre uso de bioetanol como uma opção para a mobilidade elétrica tendo desenvolvido um protótipo de veículo com célula a combustível de óxido sólido (SOFC) que funciona com energia gerada por etanol. A Hytron foi criada em 2003 como um spin off da Universidade de Campinas, e adquirida em 2020 pela NEUMAN ESSER GROUP de Aachen da Alemanha (NEA GROUP) e desenvolve soluções na área de engenharia e integração de sistemas para sistemas de energia e gás com foco em hidrogênio.

O Núcleo de Pesquisa em Hidrogênio (NUPHI) do Parque Tecnológico Itaipu (PTI) foi criado como resultado de um convênio firmado com a Itaipu Binacional e a Eletrobras. A partir desse convênio, também foi implementada uma Planta Experimental de Produção de Hidrogênio, que possibilita a análise de todo o ciclo de obtenção e aplicação desse hidrogênio, envolvendo a produção, purificação, compressão, armazenamento e posterior utilização em células a combustível ou combustão em mistura com outros combustíveis, como, por exemplo, o biometano. De acordo com a EPE (2021), de 2013 a 2018 foram identificados 91 projetos associados a hidrogênio e pilhas a combustível financiados pela ANEEL, ANP e/ou Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT).

4. CONCLUSÃO

Os custos relacionados a cadeia de suprimentos aumentaram em meio a uma pandemia global e ao conflito na Ucrânia. No entanto, a transição energética global continua a evoluir e ganhar impulso em todos os setores – ameaçando abandonar negócios que não conseguem descarbonizar com rapidez suficiente. Nesse contexto, o Brasil se destaca como potencial grande exportador de energia sustentável.

O governo brasileiro como estratégia de transição, inicialmente pretende investir no hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis com captura, utilização e armazenamento de carbono (*Carbon capture, utilisation and storage* – CCUS) utilizando tecnologias de redução de emissões que podem ser aplicadas em todo o sistema de energia. A partir da diminuição de custo de produção de hidrogênio com utilização de energia renovável poderá ocorrer o aumento da produção de hidrogênio verde.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEN. Balanço Energético Nacional 2021. Disponível em: < encurtador.com.br/amuOT>

BROWN, “Building a Sustainable Society”. Washington, DC: World watch Institute, 1981.

CGEE, “Hidrogênio energético no Brasil: Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025.” Aug. 2010. Disponível em: encurtador.com.br/jCRW8

CHIAPPINI, “China anuncia metas de produção de hidrogênio verde.” Epbr, Mar. 2022. Disponível em: encurtador.com.br/ozSWZ

EPE, “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio.” Feb. 2021. Disponível em: encurtador.com.br/azT23

GIZ, “Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro.” Oct. 2021.

GURLIT, GUILLAUMON, AUDE, AND CEOTTO, “Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo,” Nov. 25, 2021.

IEA, “Hydrogen in Latin America.” 2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america

IEA, “The Future of Hydrogen.” 2019. Disponível em: https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

MACHADO, “Diálogos da Transição,” Nov. 17, 2021. Disponível em: epbr.com.br

MACHADO, “Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados.” EPE, 2019.

MCTIC, “Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Energias Renováveis e Biocombustíveis 2018 - 2022.” Oct. 2018. Disponível em: encurtador.com.br/uAWZ1

MME and EPE, “Plano Nacional de Energia 2050.” 2020. [Online]. Disponível em: encurtador.com.br/tuyAI

S&P Global Platts Analytics, Disponível em: https://www.spglobal.com/platts/pt/campaigns/platts-analytics

HIDROGÊNIO VERDE: PERSPECTIVAS E DESAFIOS EM UM CENÁRIO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Hélio Nunes de Souza Filho[1]; Ennio Peres da Silva[1];
Ana Beatriz Barros Souza[1]; Vitor Feitosa Riedel[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

O mundo está enfrentando um grande desafio em decorrência dos efeitos da COVID-19 e aspectos relacionados a mudança climática. Em 2021, na COP 26, muitos países renovaram seus compromissos em promover iniciativas de reduzir significante as emissões de GEE visando cumprir as metas estabelecidas para o Acordo de Paris de 2015. Dentre os setores primordiais para a descarbonização de sistemas produtivos, o setor de energia tem promovido mudanças substanciais através da inclusão de fontes renováveis, como a solar e eólica, em substituição a fonte fóssil, modificando a matriz energética de muitos países. Esta nova configuração de sistema, com a maior participação de fontes renováveis, apresenta períodos de intermitência e sazonalidade, gerando instabilidade nos sistemas de transmissão, tornando necessária a implementação de medidas que proporcionem a segurança energética desses sistemas. Uma solução emergente que pode solucionar essa questão é a utilização de hidrogênio verde produzido via eletrólise da água, utilizando eletricidade renovável. O hidrogênio verde pode desempenhar um importante papel como vetor energético, proporcionando resultados positivos principalmente relacionados à eficiência energética, por meio da descarbonização de setores produtivos. Com o intuito de ampliar os estudos relacionados ao hidrogênio verde no cenário nacional, este trabalho avalia qual o atual panorama de mercado de hidrogênio e quais as possibilidades da participação do Brasil no mercado exportador.

Palavras-chave: Energia renovável; Mudanças climáticas; Hidrogênio verde.

ABSTRACT

The world is facing a major challenge as a result of the effects of COVID-19 and climate change issues. In 2021, at COP 26, many countries renewed their commitments to promote initiatives to significantly reduce GHG emissions in order to meet the targets set for the Paris Agreement of 2015. Among the primary sectors for the decarbonization of productive systems, the energy sector has promoted substantial changes through the inclusion of renewable sources, such as solar and wind, replacing fossil sources, modifying the energy matrix of many countries. This new system configuration, with the greater participation of renewable sources, presents periods of intermittency and seasonality, generating instability in transmission systems, making it necessary to implement measures that provide energy security in these systems. An emerging solution that can address this issue is the use of green hydrogen produced via water electrolysis, using renewable electricity. Green hydrogen can play an important role as an energy vector, providing positive results mainly related to energy efficiency, through the decarbonization of productive sectors. In order to expand the studies related to green hydrogen in the national scenario, this work evaluates the current hydrogen market panorama and the possibilities of Brazilian participation in the export market.

Keywords: Renewable Energy; Climate Change; Green Hydrogen.

1. INTRODUÇÃO

O hidrogênio é um componente essencial em um cenário onde há pretensão de reduzir as emissões de GEE. O uso desse vetor energético oferece uma alternativa para descarbonizar setores difíceis de eletrificar, como a indústria intensiva e o transporte. O hidrogênio eletrolítico produzido através de fontes renováveis (hidrogênio verde) é o que apresenta maior caráter sustentável de produção em comparação a outros processos de produção de hidrogênio (IRENA, 2022).

A utilização desse vetor energético permite a integração de setores produtivos com o setor de energia proporcionando flexibilidade adicional para

integrar variáveis energia renovável oferecendo uma alternativa para armazenamento sazonal de energia e provisão de adequação de capacidade, porém, um dos principais desafios que o hidrogênio verde enfrenta hoje é seu custo mais alto de produção em relação ao produzido a partir de fonte fóssil (hidrogênio cinza) e outras tecnologias alternativas de baixo carbono (IRENA, 2022).

A maioria dos projetos que visam estruturar um mercado de produção e exportação de hidrogênio verde anunciados estão em locais que possuem uma estratégia nacional desenvolvida ou uma capacidade significativa de fonte renovável em sua matriz energética. Geograficamente, os projetos anunciados para construção até 2035 estão agrupadas na Europa e a Austrália, mas estas não são as únicas regiões esperando um aumento da capacidade de produção de hidrogênio verde (IRENA, 2021a).

Seguindo a tendencia de outros países, a produção do hidrogênio no Brasil ocorre através da síntese de diversos produtos fósseis, com mais de 95% da produção de hidrogênio através da reforma de gás natural (GIZ, 2022). No entanto, parcerias entre o setor público e privado tem fomentado projetos de P&D em hidrogênio verde.

Com o intuito de ampliar estudos sobre o mercado de hidrogênio verde, este estudo realiza uma análise do panorama global de utilização desse vetor energético e verifica as possibilidades de ingresso do Brasil nesse mercado de grandes projeções para os próximos anos.

2. PANORAMA ATUAL DO HIDROGÊNIO VERDE

O hidrogênio produzido sem emissões de GEE é denominado hidrogênio verde. O hidrogênio verde é produzido através da eletrólise da água, na qual a fonte de eletricidade empregada é integralmente proveniente de fontes de energias renováveis (solar, eólica). Tal fato gera um hidrogênio sustentável e livre de emissões de GEE independentemente da tecnologia de eletrólise escolhida (GIZ, 2022). O hidrogênio verde pode ser utilizado em diversos segmentos produtivos, como no setor de transporte, em indústrias químicas e

alimentícias ou ainda ser misturado ao gás natural e injetado na rede de gasodutos na forma de (P*ower-to-Gas*), conforme verificado na Figura 1.

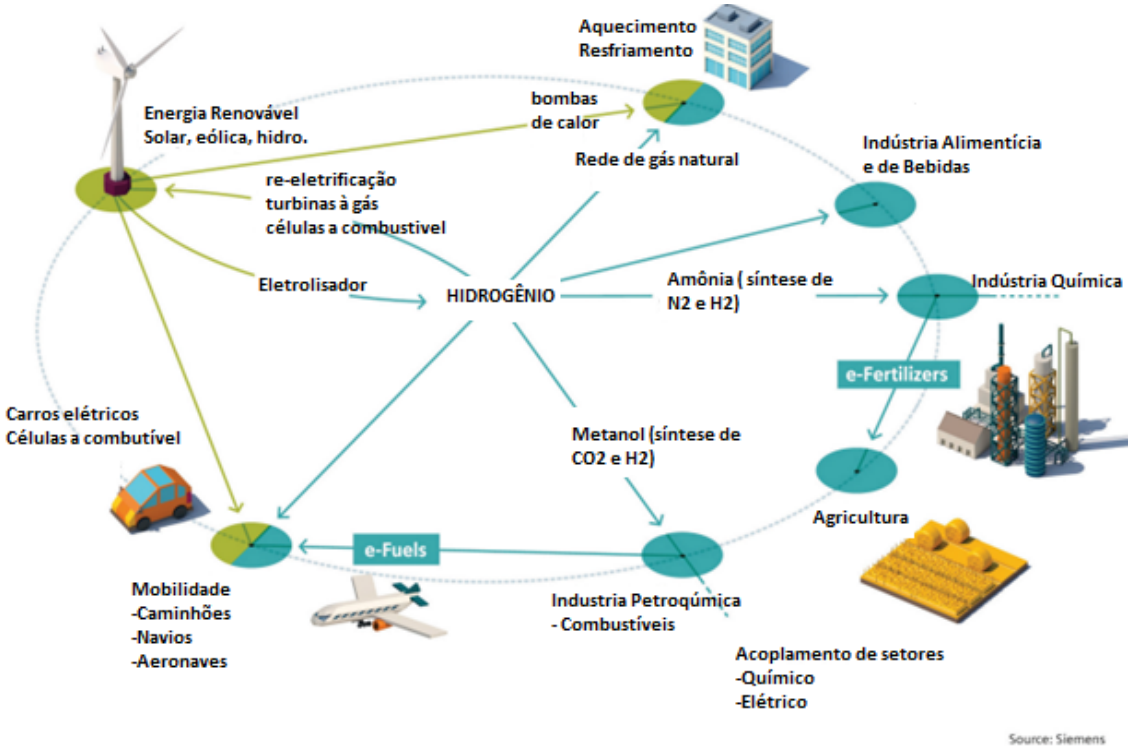


Figura 1 - Sistema de utilização do hidrogênio verde. Siemens (2019)

Em relação ao atual panorama de mercado, a demanda global de hidrogênio em 2020 foi de 90 Mt (Megatonelada), com mais de 70 Mt destas utilizadas como hidrogênio puro e menos de 20 Mt misturados com gases contendo carbono na produção de metanol e fabricação de aço. Quase toda essa demanda foi para refino e usos industriais. Atualmente, o hidrogênio é produzido principalmente a partir de combustíveis fósseis, principalmente o gás natural, no processo denominado reforma a vapor do metano, produzindo o denominado hidrogênio cinza, resultando em cerca de 900Mt de emissões de CO_2 por ano (IEA, 2022).

Com a pressão constante para reduzir as emissões de CO_2 na indústria e metas ambiciosas sendo aplicadas, muitos setores consumidores de hidrogênio estão promovendo a transição do hidrogênio baseado em fósseis para o

hidrogênio verde. É o caso das refinarias, que já utilizam normalmente o hidrogênio para a redução do teor de enxofre no óleo diesel. A transição para utilização do hidrogênio verde representa uma forma de reduzir as emissões do setor (HYDROGEN EUROPE, 2020).

Da mesma forma, o processo de produção de amônia é um grande consumidor de hidrogênio que pode se beneficiar da adoção do hidrogênio verde. Embora seja normalmente usada como matéria-prima para a produção de fertilizantes, a amônia também tem sido vista como um potencial portador de energia e/ou combustível, já considerado um e-combustível adequado para aplicações marítimas.

2.1 Produção de amônia a partir de Hidrogênio Verde

A amônia é um insumo-chave nas indústrias química e de fertilizantes. É utilizado principalmente para a produção de fertilizantes, como ureia e nitrato de amônio, cerca de 183 Mt de amônia são produzidas anualmente, quase toda gerada de combustíveis fósseis: gás natural (72%), carvão (22%), nafta e óleo combustível (IRENA, 2022).

A amônia é uma *commodity* global e essencial. Aproximadamente 85% de toda a amônia disponível é utilizada para produção de fertilizantes. Existe uma ampla gama de outras aplicações, como refrigeração, mineração, produtos farmacêuticos, tratamento de água, plásticos e fibras, redução de óxidos de nitrogênio (NOx). A produção de amônia representa cerca de 45% do consumo global de hidrogênio, ou cerca de 33 milhões de toneladas (Mt) de hidrogênio em 2020, sendo superado somente para a indústria de refino (IRENA, 2022).

A necessidade de descarbonizar setores energéticos tem promovido a substituição de amônia convencional pela amônia renovável produzida a partir de hidrogênio verde. A amônia renovável é produzida usando eletricidade renovável para produção de hidrogênio e purificação de nitrogênio do ar. Este insumo é quimicamente idêntico à amônia produzida a partir de combustíveis fósseis, não sendo possível identificar suas origens por meio de qualquer análise química. Apesar da amônia renovável ser produzida em escala comercial desde

1921, menos de 0,02 Mt de amônia renovável foi produzida em 2021(IRENA, 2022).

Em relação as aplicações que estão sendo exploradas é a utilização dessa amônia proveniente de hidrogênio verde como combustível de carbono zero emissões associadas no setor marítimo e para geração de energia estacionária. Outra expectativa para uso da amônia renovável é como transportadora de hidrogênio para deslocamento intercontinental (IRENA, 2022).

2.2 A injeção de Hidrogênio na rede de gás natural: P2G

O hidrogênio verde pode ser injetado na infraestrutura de gás existente, desde que o gás resultante esteja em conformidade com os parâmetros que regulamentam a qualidade do fornecimento. Outro emprego do hidrogênio é sua combinação com CO_2 para formar metano sintético, por meio de processos denominados de metanação. O metano sintético, bem como as misturas de baixa concentração de H_2 podem ser transportados, armazenados e distribuídos da mesma forma que o gás natural, ou seja, sem alterações no sistema, a injeção de altas concentrações de hidrogênio requer adaptações na infraestrutura dos dutos de transporte e nas instalações e equipamentos para o usuário final (FCH JU, 2020).

Em relação aos gasodutos de transporte, as estimativas do gasoduto verde de hidrogênio estão evoluindo muito rapidamente. O setor de energia tem experiência no transporte de gases por longas distâncias. No entanto, o hidrogênio apresenta desafios adicionais devido às suas propriedades físicas, dentre elas a sua alta densidade de energia por peso (33,3 quilowatt-hora (kWh) por quilograma (kg) em comparação com 13,9 kWh/kg para o metano), porém, tem uma baixa densidade de energia por volume (3 kWh por metro cúbico (m^3) em comparação com 10 kWh/m^3 para metano em condições normais) (IRENA, 2021a).

Essencialmente, para transportar a mesma quantidade de energia, volumes maiores de hidrogênio precisam ser transportados. Por esse motivo, o hidrogênio é convertido para reduzir seu volume ao ser transportado. As opções

de tratamento atualmente disponíveis são compressão, liquefação, o uso de um portador de hidrogênio orgânico líquido (LOHC) e a conversão em amônia, metanol ou combustíveis sintéticos. Cada uma dessas soluções aumenta sua densidade de energia em volume (IRENA, 2021a).

3. DESAFIOS E OPORTUNIDADE DO HIDROGÊNIO NO CENÁRIO NACIONAL

O mercado nacional de hidrogênio nacional é suprido através da utilização de fonte fóssil, denominado hidrogênio cinza. A utilização do hidrogênio verde como fonte direta de energia ou vetor energético no país encontra-se restrito em escala experimental em alguns projetos de P&D. Nesse sentido, a Petrobras responde por cerca 95% da produção total de hidrogênio cinza do país, como pode ser verificado na Figura 2, para as aplicações refino e fertilizantes (GIZ, 2021).

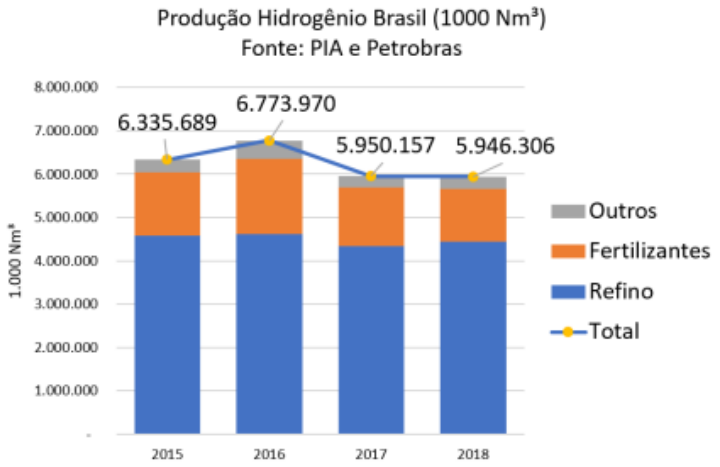


Figura 2 - Produção anual de Hidrogênio no Brasil. GIZ (2021)

Ressalta-se que a Petrobras é um autoprodutor, ou seja, sua produção de hidrogênio é destinada ao consumo próprio para uso no processo de produção de outros derivados do petróleo, e, portanto, não circula na cadeia de valor do setor no Brasil. A finalidade do hidrogênio na cadeia de produção é a

sua utilização nos processos de hidrotratamento de gasolina, diesel e lubrificantes, visando a adequação da qualidade desses produtos (GIZ, 2021).

A parcela remanescente da produção nacional de hidrogênio, equivalente a 5%, são produzidos pelas indústrias de gases industriais. Os últimos dados sobre a produção e consumo de hidrogênio para fins comerciais no Brasil, ou seja, excluso os volumes de produção da Petrobras, referem-se ao ano de 2018. Foram comercializados aproximadamente 213 mil Nm^3 do gás, conferindo um leve declínio quando comparado a anos anteriores, conforme verificado na Figura 3 (GIZ, 2021).

Figura 3 - Produção e consumo de Hidrogênio no Brasil. GIZ (2021)

Em relação aos projetos de P&D, o projeto na UHE Itumbiara e UHE Porto Primavera, ambos os projetos dispõem de uma infraestrutura composta por uma planta de produção e armazenamento de hidrogênio verde. Este sistema utiliza a sinergia entre as fontes solar e hidrelétrica, em larga escala, e apresenta um sistema de apoio, composto por um sistema de armazenamento de energia para compensar intermitências e sazonalidades da fonte solar, com armazenamento energético, formado por baterias de íon-lítio e por hidrogênio eletrolítico. Este hidrogênio disponível pode facilitar a integração de energia renovável em diversos setores, permitindo o equilíbrio da rede de energia elétrica

e o armazenamento sazonal e auxiliará na descarbonização dos setores industriais, por meio de tecnologias inovadoras.

Outro empreendimento lançado em fevereiro de 2021 pelo Governo do Ceará, Complexo do Pecém, Federação das Indústrias do Ceará (UFC) e Universidade Federal do Ceará (FIEC) é o Hub de Hidrogênio Verde do Ceará que pretende transformar o território do estado em um fornecedor global de hidrogênio verde. Este projeto visa a implementação de um projeto piloto que contempla uma usina solar de 3 MW e um eletrolisador, com capacidade de produção de 250 Nm^3/h de hidrogênio verde (EDP, 2022).

4. CONCLUSÃO

A próxima década será crucial para as perspectivas de longo prazo do hidrogênio em cenários de transições de energia limpa em diversas economias. Políticas públicas que promovam a instalação de empreendimentos que possibilitem que os países estejam aptos a suprir a demanda global desse vetor energético é de vital importância.

Apesar da diferença de maturidade de tecnologias e usos finais do hidrogênio podem não ter impactos imediatos nas emissões até 2030, mas o seu potencial de descarbonização e desenvolvimento económico a longo prazo é considerável, sobretudo na indústria e nos transportes.

A definição de uma estratégia de longo prazo para a produção e inclusão de hidrogênio nos sistemas de energia é fundamental para que o país ingresse nesse mercado exportador. Alguns pontos devem ser inclusos nesses roteiros nacionais de desenvolvimento, dentre eles temos que considerar um levantamento de todas as etapas da cadeia de valor do hidrogênio, revisão nas normas regulamentadoras do setor e finalmente o desenvolvimento de uma infraestrutura que viabilize essa nova cadeia de valor fundamental em um cenário de mitigação de emissões em processos produtivos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EDP, Energias de Portugal, P&D - Pecém H2V | EDP Brasil. Disponível em: <https://brasil.edp.com/pt-br/pd-pecem-h2v>. Acesso em: 6 jun. 2022.

FCH JU, Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking. Hydrogen roadmap europe,2020. Disponível em: <https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf>.

GIZ, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde, 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf

HYDROGEN EUROPE (2020a), COP26 Special Hydrogen Report, Hydrogen Europe, Brussels Disponível em: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/HE_Hydrogen_Report_2021_FINAL.pdf

IEA, International Energy Agency, Hydrogen – Analysis – IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/hydrogen>.

IRENA, International Renewable Energy Agency, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn, 2022.

IRENA, International Renewable Energy Agency, Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022

IRENA, International Renewable Energy Agency, Green hydrogen supply: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021a.

SIEMENS. Power-to-X: the pathway to a carbon-free world. Special Technology Supplement. 2019. Disponível em

https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:7165ae31-cf98-4d94-b965-e82e49fa29df/power-to-x-article-supplement.pdf

IDENTIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES GRUPOS DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA EM COMUNIDADE DE BAIXA RENDA

Anna Carolina Sermarini[1], Rodrigo Flora Calili[1]

[1]*Pontifícia Universidade Católica – PUC-Rio*

RESUMO

As motivações que levam o consumidor de energia elétrica à irregularidade são muitas vezes complexas ao envolverem vários fatores conjuntamente. O objetivo desse artigo é mostrar que existem perfis distintos de consumidores de energia elétrica em comunidade de Baixa Renda, mesmo dentro de grupos classificados quanto ao adimplemento ou a regularização. O trabalho identificou e caracterizou os diferentes usuários de energia através de uma *survey* aplicada em 310 domicílios nas comunidades da Babilônia e Chapéu Mangueira, no Rio de Janeiro. Os resultados apontam que cerca de 43% dos moradores estão consumindo energia elétrica de maneira irregular, sendo que os principais motivos para tanto são de natureza econômica.

Palavras-chave: Perdas Não Técnicas, Comunidades de baixa renda, Perfil de consumidores, *Survey*.

ABSTRACT

The motivations that lead electricity consumers to irregularity are often complex as they involve several factors. The objective of this paper is to show that there are distinct profiles of electricity consumers in low-income communities, even within groups classified as compliance or regularization. The work identified and characterized the different energy users through a survey applied in 310 households in the communities of Babilônia and Chapéu Mangueira, in Rio de Janeiro. The results show that about 43% of the residents are consuming electricity irregularly, and the main reasons for this are economic.

Keywords: Non-Techical losses, Low-income, Consumers, Survey.

1. INTRODUÇÃO

As perdas do sistema elétrico estão relacionadas à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes da distribuição, mas que não chega de fato a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais. Essas perdas podem ser técnicas (PT), relacionadas às questões físicas, como a dissipação de energia no transporte pela rede através dos componentes do sistema elétrico, como condutores, transformadores, medidores e equipamentos, sendo inerentes a qualquer sistema; já as perdas não técnicas (PNT), também chamadas de comerciais, estão associadas a problemas de faturamento pelas distribuidoras e de práticas ilegais, tanto dos usuários, por fraudes e conexões clandestinas, como também por práticas de corrupção de funcionários das empresas (Huback, 2018).

As PNT representam um grande problema e vem sendo muito discutido nos últimos anos, especialmente por gerar aumento do custo para o sistema elétrico e uma entrega de energia de baixa qualidade para os consumidores. De acordo com Castro et al. (2019), essas perdas causam desperdício de recursos energéticos e resultam em prejuízos para diferentes setores da cadeia de produção de eletricidade: desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras que não recebem pela energia fornecida, prejuízos aos consumidores regulares que tem que pagar a mais em suas tarifas (configurando um subsídio cruzado) e perda na arrecadação fiscal. Além das questões financeiras, Razavi e Fleury (2019) apontam que as PNT também podem acarretar às concessionárias dificuldades na estimativa de carga, que pode resultar na sobrecarga de geração ou em faltas de energia e apagões.

O objetivo desse artigo é investigar os perfis distintos de consumidores de energia elétrica em comunidade de baixa renda. Para além das categorias “regularizados” e os que não pagam pela energia que consomem (que contribuem para as PNT), o trabalho buscou identificar e caracterizar os

diferentes usuários de energia através de uma *survey* aplicada em 310 domicílios das comunidades da Babilônia e Chapéu Mangueira, no Rio de Janeiro.

O artigo está estruturado em cinco seções. Além desta introdução, a segunda seção apresenta o referencial teórico encontrado sobre a questão da irregularidade e motivações acerca das PNT. A seguir, é realizada uma descrição detalhada da metodologia adotada na terceira seção, seguida dos resultados encontrados com a aplicação da *survey* na quarta seção. Por fim, a última seção traz as considerações finais.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Algumas análises quanto aos determinantes para o furto e roubo de energia já foram realizadas. O roubo de eletricidade mostrou diminuir com o aumento da renda (Razavi e Fleury, 2019; Yurtseven, 2015; Mimmi e Ecer, 2010), da mesma maneira que com o aumento das taxas de alfabetização (Razavi e Fleury, 2019; Yurtseven, 2015).

No trabalho de Mimmi e Ecer (2010) foi realizado um estudo quanto incidência e os determinantes da ilegalidade no contexto de favelas de baixa renda brasileiras, encontrando que 23,1% dos domicílios pesquisados realizam algum tipo de comportamento ilegal. A falta de energia ou qualidade abaixo do padrão do fornecimento e manutenção dos sistemas estão entre os fatores que aumentam a probabilidade de comportamentos ilegais. Além disso, segundo os autores, ter direito a algum tipo de desconto na tarifa de energia baseada no consumo, como a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)[1], reduz a possibilidade da ilegalidade. No trabalho de Mayer et al. (2011), também foi ressaltado esse fato de que os descontos nas contas de energia, proporcionados por programas voltados para a baixa renda, elevam a percepção de justiça do preço e a percepção de valor.

[1] A Lei 12 212 (2010) dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) que tem por objetivo garantir o acesso à energia elétrica à população residencial de baixa renda, por meio de descontos regressivos na tarifa de energia de acordo com o consumo.

As quedas frequentes de luz e a má qualidade de energia fornecida para as comunidades de baixa renda também são relatos de moradores consultados em entrevistas. Vários moradores afirmam já terem perdido equipamentos por conta desses problemas (Cezar, 2021 e Sousa, 2021).

Figueiredo (2021) traz os resultados de uma pesquisa sobre a estrutura de energia elétrica e o acesso à luz no Morro do Sereno, no Complexo da Penha, Zona Norte do Rio de Janeiro, onde foram consultados 96 moradores. Somente 35% dos moradores ouvidos afirmaram ter fornecimento legal de energia elétrica e a média de renda familiar mensal encontrada foi de R$ 1.358,55. Os que pagam pela eletricidade, gastam em média R$ 154,50 (o que representa mais de 10% da renda, caracterizando pobreza energética). Somente 4,2% dos entrevistados declaram ser beneficiários da TSEE.

Dentre os achados de Meyer et al. (2011), quanto às questões relacionadas às PNT, está o fato de que mais de 90% dos consultados em uma *survey* consideram o consumo ilegal errado e desonesto; 27% acreditam que estar em situação de pobreza é um motivo aceitável para o furto de energia; 25% consideram que não conseguir a instalação do medidor pela empresa de energia é um motivo aceitável para a irregularização e 22% acham que ter a renda reduzida também é um motivo aceitável. Mais alguns achados (Meyer et al., 2011): 89% concordam que o consumo ilegal prejudica os consumidores que pagam pela energia; 92% acreditam que quem pratica a irregularidade não se preocupa em economizar energia elétrica; 95% acham que quem paga pela irregularização são os consumidores regulares; apenas 29% acreditam que quem furta energia não tem condições financeiras para pagar a conta de energia; e 85% acham que muitas pessoas que fazem “gato” têm condições de pagar a conta.

As motivações que levam o consumidor à irregularidade não são triviais e de simples entendimento. Nesse sentido, o presente estudo buscou, através de uma *survey* realizada nas favelas da Babilônia e Chapéu Mangueira, no Rio de Janeiro, identificar e caracterizar os diferentes usuários de energia e avaliar

questões importantes quanto o acesso de energia elétrica. A próxima seção traz os materiais e métodos utilizados para tal.

3. METODOLOGIA

Com o objetivo de identificar e caracterizar os perfis dos consumidores de energia elétrica, constatou-se a necessidade de dividir a pesquisa em 4 seções:

(I) Na primeira seção, buscou-se conhecer mais sobre perfil Socioeconômico das famílias que moram nas comunidades, sendo realizadas perguntas relacionadas à etnia, grau de escolaridade, quantidade de pessoas residentes no domicílio, renda familiar mensal, informações sobre inscrição em programas do governo, entre outras;

(II) A segunda parte, sobre o acesso à energia elétrica e grau de satisfação, continha perguntas relacionadas ao consumo de energia dos moradores, quantos respondentes afirmam estar na irregularidade e os motivos que os levam a tal prática. O foco principal do presente estudo está relacionado a esta parte;

(III) A terceira seção compreendia questões sobre os hábitos de consumo e participação na transição energética, buscou-se informações de quais e quantos eletrodomésticos os moradores possuem nas residências e perguntas, além das suas práticas de conservação de energia e dos conhecimentos sobre novas formas de energia e eficiência energética;

(IV) A última parte do questionário abordou qualidade, preço e percepção de valor e continha perguntas sobre o quão satisfeito o respondente está com os serviços prestados pela concessionária local do Rio de Janeiro (Light).

O passo seguinte foi elaborar as perguntas que seriam feitas nos domicílios.

3.1 Instrumento de coleta de dados

Como exposto, o instrumento de coleta de dados foi dividido nestas 4 seções. Todas as perguntas foram analisadas por uma moradora local a fim de

verificar se a linguagem adotada estaria adequada ao público respondente e para evitar possíveis desconfortos ou dúvidas que poderiam surgir.

3.2 Amostragem

Um processo de amostragem foi necessário para determinação da quantidade de domicílios, para garantir uma amostra representativa da população consultada. Inicialmente, buscou-se a quantidade de moradores das comunidades em base de dados oficiais. Em seguida, para definição da amostra, foi definido um erro amostral de 5% com intervalo de confiança de 95%, chegando-se a 310 domicílios a serem pesquisados. Por fim, através de uma estimativa visual utilizando o *Google Maps* determinou-se a proporção de moradores para cada subdivisão das comunidades (figura 1).

Com os limites de aglomerados subnormais disponíveis pelo IBGE (2010) e pelos mapas do Programa Rio+Social (2018), percebeu-se que a área de transição entre as duas comunidades é desconsiderada (área C). No entanto, é observado na prática que esta área é sim tida como comunidade e interessa fazer parte do diagnóstico proposto pelo presente trabalho. A figura 1 traz uma adaptação de um mapa que divide as favelas em algumas áreas conforme condições gerais observadas e inclui a “área de transição” C.

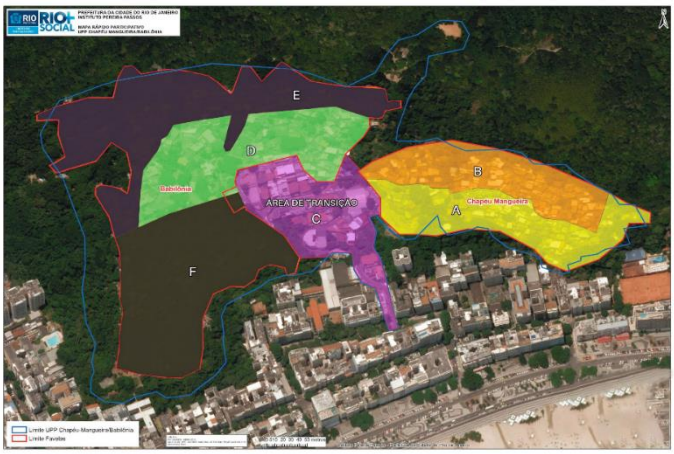


Figura 1 – Divisão das favelas Babilônia e Chapéu Mangueira em áreas.
Fonte: Adaptado de Programa Rio+Social (2018).

A quantidades definida conforme amostragem para cada uma das áreas das comunidades foi: 56 na área A, 52 na área B, 14 na área C, 44 na área D, 61 na área E e 80 na área F.

Considerando cerca de 10% dessa amostra de 310 domicílios, foi determinada a realização de um pré-teste com 30 moradores para validação dos questionários e prática dos aplicadores após treinamento.

3.3 Treinamento

Foram selecionados alguns moradores das próprias comunidades para realizarem o trabalho de aplicação dos questionários. A escolha de mão-de-obra local visa a valorização da geração de empregos locais e de modo a aumentar o grau de confiança dos respondentes que veem o outro como um semelhante (afinal, residem no mesmo local e padecem dos mesmos problemas).

Foram selecionados 12 moradores locais para realizar o trabalho, sendo duas para atuarem como “coordenadoras locais” e os demais como entrevistadores. É importante que haja pessoas responsáveis para fiscalização do trabalho e orientação quanto aos locais de aplicação (para garantir que todas as áreas serão cobertas e com as proporções estabelecidas no item 3.2).

Durante a realização da pesquisa, 2 moradores desistiram do trabalho por motivos pessoais, necessitando substituí-los imediatamente. Para evitar maiores problemas desta natureza, recomenda-se que o treinamento seja realizado para mais pessoas do que o necessário, havendo possibilidade de alterações.

O treinamento dos pesquisadores é muito importante para que eles entendam a relevância de realizar a *survey* corretamente, para ensinar a usar a ferramenta de coleta de dados (aplicativo kobo), capacitá-los para eventuais dúvidas que possam surgir durante as entrevistas e, principalmente, para que passem aos moradores um maior confiança. Além disso, para buscar maior veracidade nas declarações feitas pelos respondentes, decidiu-se por não divulgar seus nomes.

Sugere-se que este tipo de pesquisa seja realizada por uma instituição que não tenha histórico de problema ou atuação direta junto à comunidade, para

que vieses no processo de levantamento dos dados e a aplicação do instrumento de coleta de dados seja minimizado.

4. RESULTADOS

A *survey* desenvolvida foi aplicada nas comunidades da Babilônia e Chapéu Mangueira, no Rio de Janeiro, durante os meses de janeiro e fevereiro de 2022. São apresentadas nessa seção as dificuldades de aplicação, os resultados encontrados e a discussão dos achados.

4.1 Descrição e dificuldades encontradas no processo de aplicação

Todo o processo de elaboração da *survey*, validação das perguntas com uma moradora local e aplicação foi apoiado pela Revolusolar, uma organização sem fins lucrativos que tem por objetivo promover o desenvolvimento sustentável em comunidades de baixa renda, através da energia solar.

Para garantir representatividade da amostra e aleatoriedade no processo, os entrevistadores foram orientados a escolher um domicílio de um lado da calçada em seguida outro do outro lado na outra calçada, duas casas a frente. Caso o morador se recusasse a responder, tentava novamente duas casas a frente e do outro lado. Cada entrevista durou cerca de 30 minutos. Para a realização do pré-teste, cada entrevistador aplicou 3 questionários, tendo duração total de 1 dia. Após ajustes necessários no formulário, a pesquisa completa foi realizada sendo necessários 5 dias completos. A seção a seguir traz os resultados encontrados na *survey*.

4.2 Resultados da *survey*

Conforme mencionado anteriormente, o questionário foi dividido em 4 partes. Para o presente trabalho, de acordo com os objetivos propostos, o foco será dado para a caracterização dos moradores das comunidades analisadas e às questões de acesso à energia elétrica, com enfoque à irregularização.

A maioria dos moradores consultados se considera pretos ou pardos (68,3%) e apenas 32,7% têm o ensino médio completo ou superior incompleto.

Nos domicílios consultados, 56,1% possuem chefes de família homens e, em média, moram 2,85 pessoas, sendo a maioria da população jovem (67,6%) até 39 anos. A média de renda mensal familiar observada foi de R$ 1.865,30 sendo que 83,8% recebem até 2 salários-mínimos. Quanto ao grau de segurança nas comunidades, 52,1% as consideram seguras e 69,9% acreditam serem pouco violentas. Apenas 24,4% das famílias possuem o benefício na TSEE e dentre as que não usufruem do benefício, apenas 8,2% o conhecem.

Ao serem questionados sobre conhecimento da prática irregular de outro indivíduo, a grande maioria (77,6%) afirmou conhecer algumas ou muitas pessoas na irregularidade. Já quando foram questionados diretamente sobre a prática própria, o resultado foi um pouco diferente: 43,2% assumiram estar consumindo energia elétrica de maneira irregular (alguns aparelhos – até 2, vários ou todos.

Cerca de metade dos consultados (50,5%) informaram os valores da última conta de luz, antes de um programa de desconto da Light[2], sendo a média encontrada de R$ 122,98. Considerando que a renda média mensal desses respondentes era de R$ 1.866,19, a conta de luz representa 6,6% das despesas dessas famílias.

Para entender melhor sobre o comportamento dos moradores que estão na irregularidade, algumas perguntas foram direcionadas para esse grupo. Dentre os motivos para a irregularidade[3], nas 3 primeiras colocações estão os de natureza econômica, como a falta de dinheiro para o pagamento (23,1%), o fato de considerarem o preço cobrado injusto (20,6%) e julgarem o preço muito alto pela qualidade do serviço prestado (12,6%). Outros motivos de natureza técnica como a cobrança por estimativas (9,7%) e erros de medição (5,8%) também foram levantados. Problemas relacionados ao atendimento da

[2] Desde dezembro de 2021 vem sendo realizado um projeto da Light nessas comunidades, intitulado “Tarifa Comunidade” que concede 60% de desconto para todos os clientes residenciais, limitando suas contas em 220 kWh/mês durante um período de 12 meses.
[3] Os moradores podiam escolher mais de um motivo.

concessionária como o fato de demorarem muito tempo para resolvê-los (7,2%) e nunca os resolverem (4,7%) também foram indicados.

Para 44,3% dos respondentes, caso existisse uma tarifa pré-paga de energia, migrariam para irregularidade. Quanto ao valor justa da conta de energia: 74,0% disseram que pagariam até R$ 50; enquanto 24,7% pagariam entre R$ 50 e R$ 100; e apenas 1,3% dos respondentes pagariam entre R$ 100 e R$ 150.

4.3 Discussão dos resultados

Em acordo com resultados encontrados por outros autores (Razavi e Fleury, 2019; Yurtseven, 2015; Mimmi e Ecer, 2010), a média de renda mensal familiar dos moradores que afirmaram cometer alguma irregularidade é menor (R$ 1.705,54) do que a dos moradores que informaram não ter nenhum aparelho consumindo energia elétrica de forma irregular (R$ 2.037,36). Como era de se esperar, esse resultado está refletido nos motivos mais citados para às causas da irregularidade, de natureza econômica.

A parcela alta dos moradores que assumiram estar na irregularidade pode estar relacionada ao fato dos entrevistadores serem os próprios moradores das comunidades, que transpassaram confiança para os respondentes dizerem a verdade e ao fato da coleta de dados ter sido de maneira anônima.

Apenas 5,3% dos moradores que estão na irregularidade usufruem do benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica. Possivelmente se esse número fosse maior, poderia existir menos irregularidade como o que foi elucidado por Mimmi e Ecer (2010).

Como observado em outros trabalhos, continuidade no fornecimento de energia é um problema muitas vezes relatado pelos moradores de comunidades, principalmente em episódios de chuvas. Para 53% dos entrevistados, falta energia em suas casas com muita ou alguma frequência, sendo que para 31% dos respondentes, houve, nos últimos 3 meses, algum caso de falta de luz que tenha durado mais de 24 horas. Além disso, 41% já perderam algum eletrodoméstico por causa de falhas na rede elétrica.

De acordo com os dados coletados, para os moradores regularizados, seus gastos com energia elétrica representam cerca de 6,6% das despesas mensais. No entanto, acredita-se que este resultado está sendo influenciado pelo programa de descontos da Light atualmente presente na comunidade.

5. CONCLUSÕES

Evidentemente cada comunidade tem sua peculiaridade e características próprias. Entender o perfil dos consumidores de energia elétrica é importante para desenvolver quaisquer ações voltadas para esses territórios, principalmente quanto ao fornecimento de energia elétrica de qualidade e voltadas à regularização. Fica evidenciada a importância da pesquisa, que utilizou a capacitação de moradores locais como entrevistadores de modo a contribuir para a veracidade das respostas.

Como instrumento para formulação de políticas de combate às PNT em comunidades de baixa renda, devem-se estabelecer diretrizes para a instalação de medição inteligente, aliados a programas de eficiência energética e instalação de geração distribuída voltados para essa população. Além disso, políticas de subsídio, como a tarifa social poderiam ser ampliados para que este problema possa ser mitigado, haja vista que há uma disposição desta população em pagar suas contas, desde que seja a um preço justo. Assim, esta pesquisa pode auxiliar órgãos públicos e empresas do setor elétrico a atuarem no tema.

Como trabalhos futuros, deve-se realizar a análise das outras partes do levantamento de dados como os hábitos de consumo dos moradores e participação na transição energética assim como as opiniões quanto a qualidade, preço e percepção de valor sobre os serviços prestados pela concessionária local do Rio de Janeiro (Light).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CASTRO, N. J.; MIRANDA, M.; VARDIEIRO, P. Perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica: o caso da light. Publit. 348 p. Rio de Janeiro, 2019.

CEZAR, L. Pesquisa Revela Percepção dos Moradores sobre Serviço de Energia e Eficiência Energética, na Maré. RioOnWatch, 2021. Disponível em: <https://rioonwatch.org.br/?p=56316>. Acesso em 14 mar. 2022.

FIGUEIREDO, Karina. Luz em Dados: Um Mergulho Profundo no Acesso, Iluminação e Segurança no Morro do Sereno. RioOnWatch, 2021. Disponível em: <https://rioonwatch.org.br/?p=56613>. Acesso em 14 mar. 2022.

HUBACK, V. B. S. Medidas ao Combate a Perdas Elétricas Não Técnicas em Áreas com Severas Restrições à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético. 167 p. Rio de Janeiro, 2018.

IBGE. Aglomerados Subnormais 2010. Disponível em: <https://bityli.com/CIqkC>. Acesso em: 19 jun. 2021.

MAYER, V. F.; MARIANO, S. R. H.; ANDRADE, C. L. T. Percepção de Preço, Valor e Comportamento do Cliente no Setor de Energia Elétrica. In: VI CITENEL, 2011, Fortaleza.

MIMMI, L. M.; ECER, S. An econometric study of illegal electricity connections in the urban favelas of Belo Horizonte, Brazil. Energy Policy, v. 38, p. 5081-5097, 2010.

PROGRAMA RIO+SOCIAL. Caderno MRP Mapas Indicadores Chapéu Mangueira/Babilônia (Março/2017). 2018. Disponível em: < https://bityli.com/hsrBW>. Acesso em 15 jun. 2021.

RAZAVI, R.; FLEURY, M. Socio-economic predictors of electricity theft in developing countries: An Indian case study. Energy for Sustainable Development, v. 49, p. 1-10, 2019.

SOUSA, Bruno. Como Anda a Luz no Jacarezinho? RioOnWatch, 2021. Disponível em: <https://rioonwatch.org.br/?p=54568>. Acesso em 14 mar. 2022.

YURTSEVEN, Ç. The causes of electricity theft: An econometric analysis of the case of Turkey. Utilities Policy, v. 37, p. 70-78, 2015.

IDENTIFICATION OF THE DETERMINANT VARIABLES IN RESIDENTIAL ELECTRICITY CONSUMPTION IN ARGENTINA: CONSTRUCTION AND TESTING OF A STATISTICAL MODEL BASED ON SCENARIO ANALYSIS

Pedro Chévez

Universidad Nacional de La Plata

ABSTRACT

The purpose of this work is to develop a predictive model of residential electricity consumption with national scope for the Argentine Republic, with provincial disaggregation. From this model, it is possible, on the one hand, to identify the variables involved in the determination of residential electricity consumption; and, on the other hand, to evaluate this consumption under different scenarios where some variable's values are modified.

Keywords: Air conditioners; Electric power; Scenarios; Statistical model.

1. INTRODUCTION

Energy can be defined as a strategic asset that satisfies social needs and has a direct impact on the industrial sector. For this reason, it is a fundamental resource for the socioeconomic development of any country. The production modes and energy consumption have a direct impact on the economy, its inhabitants, the environment, and politics; for these reasons, its treatment plays a central role in the design and implementation of public policies. Energy, in general, and fossil fuels, in particular, are fundamental pillars for mobilizing the current capitalist system and, therefore, their shortage poses a threat to the accumulation processes. For this reason, their provision and forms of consumption occupy important positions in the global politicy agenda. In this context, prospective analytical studies, especially medium- and long-term studies such as "scenarios", are positioned as instruments of vital importance for the evaluation and formulation of energy policies since they make it possible to manage from an integrated perspective the interactions between the main energy

vectors and the consumption sectors. Accordingly, the purpose of this work is to develop a predictive model of residential electricity consumption with national scope for the Argentine Republic, with provincial disaggregation.

2. METHODOLOGY

The methodology contemplates the construction of a database with information from four different sources. This database has the twenty-four national jurisdictions (the twenty-three provinces and the Autonomous City of Buenos Aires) as units of analysis [24 rows] and, for each of them, there are sixty variables and indicators (energetic, sociodemographic, household equipment and climate) [60 columns]. For this purpose we used the Statistical Reports of the Electricity Sector 2012-2016; the National Population, Housing and Household Census 2010; the Micro dataset of the National Household Expenditure Survey 2017/2018; and the Iram Standard 11603.

2.1. Database construction

The information sources that were used, as well as the variables and indicators extracted from each of them with their methods and techniques are described below:

2.1.1 Statistical reports of the Electricity Sector 2012-2016 (Secretariat of Energy, 2020):

These reports present the net electricity billed and the number of users, in both cases by type and by jurisdiction. From this, it is possible to obtain the average annual consumption per residential user for each of the twenty-four jurisdictions for the last five available reports (2012-2016). This allows obtaining a value that is not influenced by atypical weather periods ([V1] - [KWH_YEAR]). For processing, ad-hoc spreadsheets were used.

2.1.2 National Population, Dwellings and Homes Census 2010 (Redatam, 2020):

A structural poverty indicator was obtained from the National Census. In this case, the percentage of households with unsatisfied basic needs by jurisdiction was obtained. [V2] - [UBN]

2.1.3 Micro dataset of the National Household Expenditure Survey 2017/2018 (Indec, 2020).

This database contains one specific module on socio-economic indicators and another one on household energy appliances. The database has a sample of 23,535 households, which is statistically representative of the provinces, and each surveyed household has an expansion factor that allows extrapolating the values to the entire universe of analysis. In the case of the socio-economic module, the following indicators are available for each surveyed household (Table 1):

Table 1 – Variables and indicators contained in the socio-economic module

Indicator - all indicators refer to the average per jurisdiction	Name of the variable/indicator
Average number of rooms per dwelling	[V3] - [ROOMS_DWE]
Average number of persons per dwelling	[V4] - [PERSONS_DWE]
Average floor area per dwelling	[V5] - [SQUARE_M]
Average income per household	[V6] - [TOT_INCO]
Average income per person	[V7] - [PERS_INCO]
Average expenditure on electricity bill payment per home	[V8] - [ELECTRICITY_PAY]
Average percentage of electricity bill payments as a percentage of income per household	[V9] - [ELECTRICITY_INCO_%]
Average number of households using mains natural gas as their primary cooking fuel	[V10] - [GAS_NETWORK]

In the case of the energy module, for each surveyed household, they are available the amount of each appliance and, for some of them, the functioning hours, and the age. In this case, the database has a total of 1,095,392 appliances

surveyed. Based on these variables and the expansion factor, the average per dwelling and per jurisdiction are obtained for each of the following indicators.

Table 2 – Variables and indicators contained in the energy module

Equipment groups	Name of the indicator calculated in the database. All indicators refer to the average per household and per jurisdiction.		
	Number of units per dwelling.	Functioning hours per equipment per home.	Age of equipment.
Individual air conditioning (cooling)	[V11]	[V12]	[V13]
Individual air conditioning (heating & cooling)	[V14]	[V15]	[V16]
Fans	[V17]	[V18]	[V19]
Central air conditioning systems	[V20]	[V21]	[V22]
Cooking equipment	[V23]	[V24]	[V25]
Clothes ironing machine	[V26]	[V27]	[V28]
Stoves	[V29]	[V30]	[V31]
Entertainment appliances	[V32]	[V33]	[V34]
Refrigerators with freezer	[V35]	N/D	[V36]
Refrigerators without freezer	[V37]	N/D	[V38]
Individual freezers	[V39]	N/D	[V40]
Sum of refrigerators	[V41]	N/D	N/D
Storage water heaters	[V42]	N/D	[V43]
Instantaneous water heaters	[V44]	N/D	[V45]
Automatic washing machines	[V46]	N/D	[V47]
Semi-automatic washing machines	[V48]	N/D	[V49]
Sum of washing machines	[V50]	N/D	N/D
Centrifugal pumps	[V51]	N/D	[V52]
Incandescent light bulbs	[V53]	N/D	N/D
Halogen light bulbs	[V54]	N/D	N/D
Compact fluorescent light bulbs	[V55]	N/D	N/D
LED light bulbs	[V56]	N/D	N/D
Fluorescent tube lamps	[V57]	N/D	N/D
Total number of lamps	[V58]	N/D	N/D

For the calculation of the socio-economic and energy module indicators, queries were made using “Access”, which is designed for database management.

2.1.4 Iram Standard 11603 (Iram, 2012):

We used the cooling degree days in base 23ºC ([V59] - [GD23]) and the heating degree days in base 20ºC ([V60] - [GD20]) of each jurisdiction. We calculated them from Iram (2012). For this purpose, all the weather stations present in each jurisdiction are considered and an average value is obtained by assigning a weight to each one of them according to the number of inhabitants of the city in which it is located. By this way, a greater preponderance is given to the cities with the largest population, which are those that will concentrate the greatest number of electricity users.

2.2 Model construction

Based on the previously described database, consisting of 24 units of analysis and 60 variables/indicators, a statistical model is built. For this purpose, the multiple linear regression technique is used, which allows explaining the behavior of a dependent metric variable (in this case the average electricity demand per user in each province [kWh/year*user]), which is supposed to be related to one or more independent metric variables (constituted by the socio-demographic, appliances, and climatic variables) by means of β coefficients.

In the multiple linear regression model, the studied phenomenon will have a functional form as in Equation 1:

$$Y=\beta_0+\beta_1 x_1+\beta_2 x_2+\cdots+\beta_k x_k+\varepsilon \quad (1)$$

Where

- Y= dependient variable
- β_0= constant
- β_k= independient variable's constant
- x_k= independient variable
- ε= error

For the selection of the independent variables that will constitute the model, the computational procedure of "all possible regressions" is implemented. This algorithm prints the results of the five one-variable models with the highest coefficient of determination (R^2), the five two-variable models with the highest R^2 and so on. Subsequently, these regressions are evaluated with general indicators of model performance such as R^2, adjusted R^2, S (standard deviation), Mallows' Cp and a multicollinearity diagnosis.

2.3 Scenarios analysis

Based on the identification of the variables characterized as predictors of the model, it is possible to perform a long-term analysis by modifying the values of one or more of the variables that conform the model using scenarios.

For this purpose, we calculate the “Base year” and we propose two alternative scenarios (“Scenario 1 and 2”). They were constructed to evaluate energy measures acting on the predictor variables and they consider the evolution of the population of each jurisdiction with a time horizon to 2040. In other words, the average residential electricity consumption per user and the net residential electricity consumption are calculated for two scenarios, one in which the penetration of one of the appliances is increased by 10% and one in which it is increased by 50%, in both cases for the year 2040. To do so, it is necessary to estimate the number of dwellings that each jurisdiction will have in 2040, for which INDEC population projections (INDEC, 2022) and the average number of people per household obtained from the ENGHo 2017/2018 are used.

3. RESULTS

The analysis of "all possible regressions" indicated that a five-variable model presented an adjustment value of R^2=0.77 and its predictor variables were: the average of air conditioners per dwelling (heating & cooling function) ([V14]-AC_H&C), the average of fans per dwelling ([V17]-FANS), the average of hours that electric stoves are used per dwelling ([V30]-E_STOVES_HS), the average of instantaneous water electric heaters per dwelling ([V44]-

I_WATER_HEATERS), and the cooling degree days (base 23°C) ([V59]-GD23). A summary of the main indicators is presented below. The standard error is 352.74 kWh/year (close to 10% of the mean), the p-value of both the model and the variables is less than 0.015, the inflation factor of the variables is less than 5 and the highest number of conditions is less than 20, which indicates that there is no multicollinearity in the model.

Table 4 - Multiple linear regression: Model summary, ANOVA and coefficients

Model summary						
R		R^2	Adjusted R^2	Std. Error	Highest variable condition index	
0.880		0.774	0.711	352.74	8.59	
ANOVA (b)						
Model		Sum of Squares	Df	Mean Square	F	Sig. (p-value)
1	Regression	7672665.39	5	1534533.07	12.33	0.000027
	Residual	2239651.14	18	124425.06		
	Total	9912316.54	23			

Coefficients								
Model			Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig. (p-value)	VIF
		Unit	β	Std. Error	Beta			
	(Constant)	kWh/year	2745.41	190.36		14.42	0.000	
x_1	[V14]-AC_H&C	Unit	2389.61	708.23	0.42	3.37	0.003	1.23
x_2	[V17]-FANS	Unit	-917.32	301.86	-0.47	-3.03	0.007	1.96
x_3	[V30]-E_STOVES_HS	Hs	-75.52	23.28	-0.39	-3.24	0.005	1.18
x_4	[V44]-I_WATER_HEATERS	Unit	-1636.83	598.12	-0.35	-2.73	0.014	1.35
x_5	[V59]-GD23	HDD	3.14	0.43	1.11	7.19	0.000	1.91
a. Predictors: [V14]- AC_H&C, [V17]-FANS, [V30]-E_STOVES_HS, [V44]-I_WATER_HEATER, [V59]-GD23								
b. Dependent Variable: Y_i = Electricity consumption per user (kWh/year*user)								
Sample size: 24 (jurisdictions)								

Next, we reconstruct the equation that constitutes the model:

$$Y\ (\text{kWh/year*user}) = 2745.41+[\text{AC\_H\&C}*(2389.61)]+[\text{FANS}*(-917.32)]+ [\text{GD23}*(3.14)]+ [\text{E\_STOVES\_HS}*(-75.52)]+ [\text{I\_WATER\_HEATERS}*(-1636.83)] \quad (2)$$

Where:

-$Y(\text{kWh/year})$ = average of electricity consumption per user in the jurisdiction

-$\text{AC\_H\&C}$ = average of air conditioners (heat & cold function) per dweeling in the jurisdiction

-FANS = average of fans per dwelling in the jurisdiction

-E_STOVES_HS = average hours of electric stoves use per dwelling in the jurisdiction

-I_WATER_HEATERS = average of instantaneous electric water heaters per dwelling in the jurisdiction

-GD_23 = cooling degree days (base 23ºC) in the jurisdiction

As can be seen in equation 2, the model has terms where the coefficients are positive (AC_H&C and GD23) and other ones where they are negative (FANS, E_STOVES_HS and I_WATER_HEATERS). This means that, as the value of the variables increase, some terms will increase the kWh/year*user consumption of the jurisdiction and other ones will reduce it.

In fact, the penetration of heating & cooling air conditioning equipment and the summer weather condition are linked to a direct increase in total electricity consumption, because they are energy-intensive equipment and because, as the harshness of the summer weather intensifies, this results in a greater use of electrical equipment for air conditioning. Since Argentina has a wide natural gas coverage, winter weather conditions are not relevant for the model.

Meanwhile, the variables with negative coefficients are the average of fans per dwelling, the average of hours that electric stoves are used per dwelling and the average of instantaneous water electric heaters per dwelling. In this case, although the increase in the penetration of fans should generate an increase in

energy consumption, probably, the model considers that an increase in this equipment displaces a demand that could be generated using air conditioners and, thus, reduces the average consumption of the jurisdiction. On the other hand, the hours of use of electric stoves and the penetration of instantaneous electric heaters, which in both cases are energy-intensive equipment, also present negative coefficients. A possible explanation lies in the fact that these are appliances with a low initial cost for households and that, in turn, have limited performance in terms of comfort; therefore, their presence could indicate that the penetration of the rest of the household appliances is limited, and, for this reason, the model tends to reduce demand as a result of their increase.

Finally, departing from the obtained model we calculated de base year (2018) and two alternative scenarios (2040) to evaluate energy measures acting on the predictor variables. They also contemplated the population of each jurisdiction for the analysis year and, for each of them, we calculated the average residential electricity consumption per user per jurisdiction and the net residential electricity consumption per jurisdiction.

So, the following assumptions were considered:

- “Base year” (BY_2040): no variations in appliances and population by 2018
- “Scenario 1” (SCE_2040): 10% increase in air conditioners penetration (AC_H&C) and vegetative growth of the population to 2040
- “Scenario 2” (SCE2_2040): 50% increase in air conditioners penetration (AC_H&C) and vegetative growth of the population to 2040.

The main results are presented below: in Figure 1 we see the average residential electricity consumption per user and in Figure 2 we see the net residential electricity consumption, in both cases for the base year and the two proposed scenarios. Figures 3 and 4 show the growth percentage in the average electricity consumption per user and the growth percentage in net electricity consumption per jurisdiction.

In Figure 1 it is possible to observe that the average electricity consumption per user, both in the BY and in SCE1 and SCE2 reaches its maximum values in provinces of Northeastern Argentina (Chaco and Formosa),

in provinces of the Cuyo region (San Juan and La Rioja), in provinces of Northwestern Argentina (Santiago del Estero, Tucumán and Catamarca) and in the Autonomous City of Buenos Aires. Meanwhile, Figure 3 shows that the jurisdictions where the greater percentage increase in electricity consumption per user would suffer before a growth in the penetration of air conditioning equipment would be the Autonomous City of Buenos Aires and the provinces of Mendoza and Buenos Aires with values ranging from 12 to 19%. This indicator may be useful to focus on the improvement of existing and new urban networks and infrastructures, which will have to support higher loads.

Figure 2 shows the net residential electricity consumption, both for the BY and in SCE1 and SCE2, where it can be observed that in all three cases the net electricity consumption is concentrated in the jurisdictions of the center of the country: Córdoba, Santa Fe, Buenos Aires and the Autonomous City of Buenos Aires. On the other hand, if we look at the percentage increase of net electricity demand in the jurisdictions (Figure 4), it is possible to observe that, both in SCE1 and SCE2, the provinces of Chubut, Santa Cruz and Tierra del Fuego will experience increases about of 45 to 60%, mainly due to the population growth projected for them. This indicator may be of interest for planning future expansions in high voltage networks or generation plants.

Average residential electricity consumption per user

BY_2018 SCE1_2040 SCE2_2040

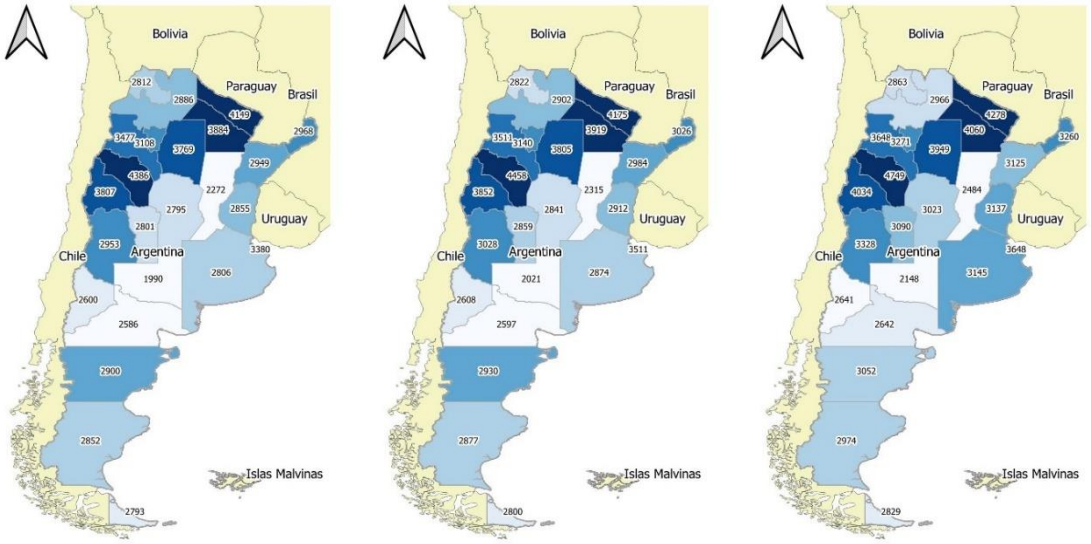


Figure 1 – Average residential electricity consumption per user for the Base Year, Scenario 1 and Scenario 2. (values expressed in GWh/year)

Net residential electricity consumption

BY_2018 SCE1_2040 SCE2_2040

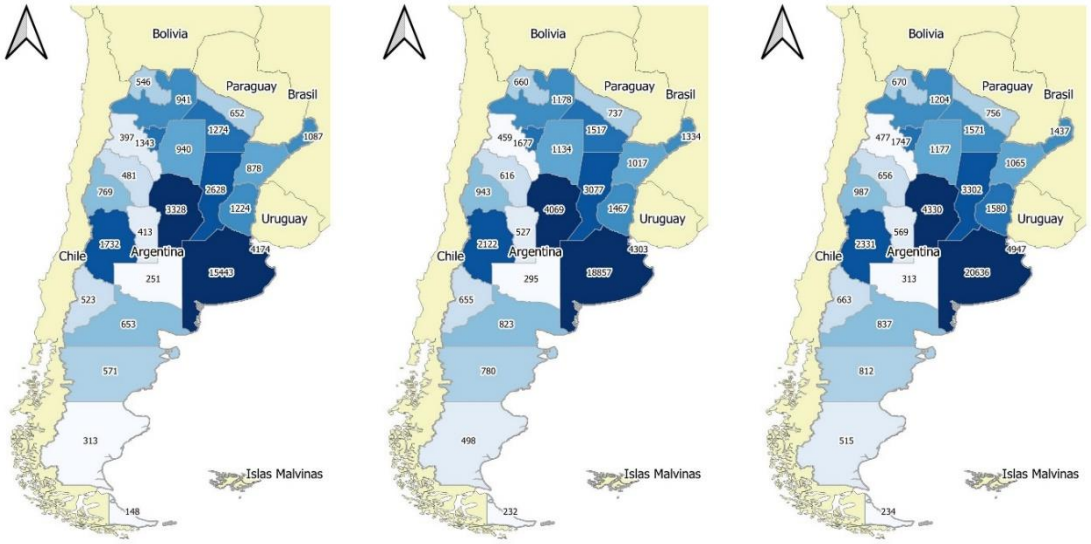


Figure 2 – Net residential electricity consumption for the Base Year, Scenario 1 and Scenario 2. (values expressed in GWh/year)

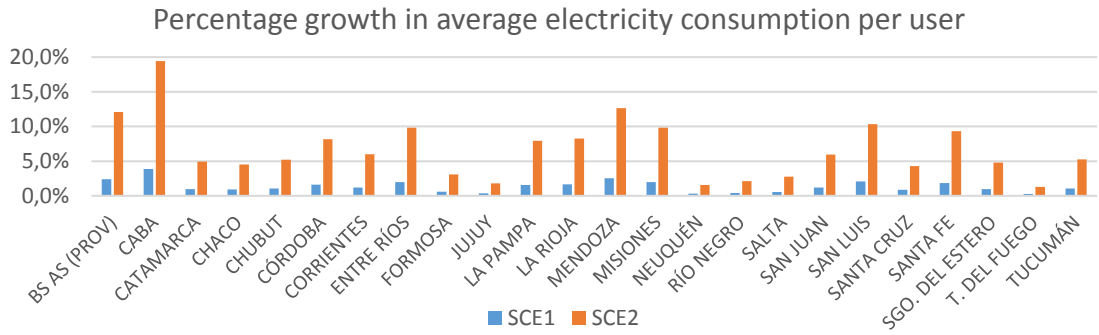


Figure 3 - Increase % in average electricity consumption per user by jurisdiction in SCE1 and 2

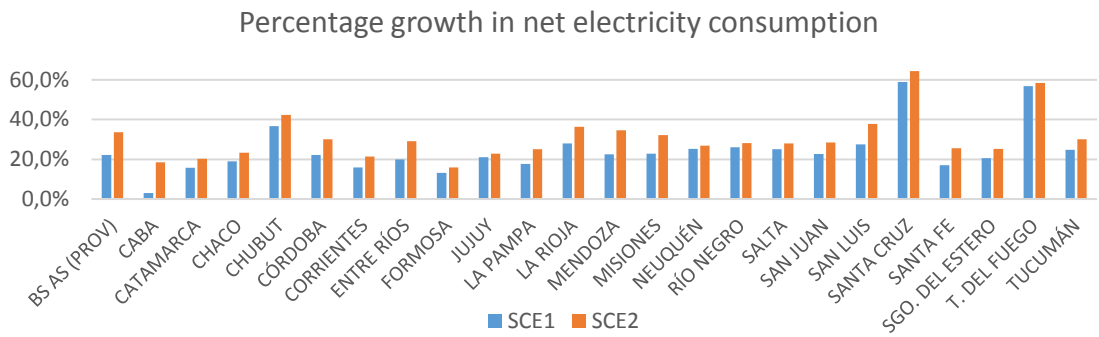


Figure 4 - Increase % in net electricity consumption by jurisdiction in SCE 1 and 2

4. CONCLUSIONS

It is possible to confirm that the purpose of this work was achieved, which was to develop a predictive model of residential electricity consumption with national scope for the Argentine Republic and with provincial disaggregation. From this model, which has an adjustment level of R^2=0,77 we were able to identify the variables involved in the determination of residential electricity consumption across the country. In this sense, the predictor variables were the average of air conditioners per dwelling (heating & cooling function) ([V14]-AC_H&C) the average of fans per dwelling ([V17]-FANS), the average of hours that electric stoves are used per dwelling ([V30]-E_STOVES_HS), the average of instantaneous water electric heaters per dwelling ([V44]-I_WATER_HEATERS) and the cooling degree days (base 23°C) ([V59]-GD23).

Also, from the model was possible to evaluate two different scenarios to 2040, where the variable of average of air conditioners per dwelling was increased in 10% (Scenario 1) and 50% (Scenario 2), and where we considered the population growth. Results indicate that the average consumption per user, both in the BY and in SCE1 and SCE2 reaches its maximum values in Chaco, Formosa, San Juan, La Rioja, Santiago del Estero, Tucumán, Catamarca and the Autonomous City of Buenos Aires. Meanwhile, the jurisdictions with the greatest percentages of increase in electricity consumption per user to 2040 would be the Autonomous City of Buenos Aires and the provinces of Mendoza and Buenos Aires with values ranging from 12 to 19%. Also, results indicate that net residential electricity consumption, both for the BY and in SCE1 and SCE2, is concentrated in the jurisdictions of the center of the country: Córdoba, Santa Fe, Buenos Aires and the Autonomous City of Buenos Aires. Likely, the jurisdictions with the highest increase of net electricity consumption to 2040 would be Chubut, Santa Cruz and Tierra del Fuego, with increases around 45 to 60%.

These results make it possible to identify critical geographical areas in the event of an increase in the penetration of air conditioners, which would enable the cross-checking of information with the situation of the electric infrastructure and to foresee necessary works to guarantee a correct supply of the service.

REFERENCES

SECRETARIAT OF ENERGY. “Statistical reports of the Electricity Sector 2012-2016”, 2020.

REDATAM. “National Population, Dwellings and Homes Census 2010”, 2020.

INDEC. “National Household Expenditure Survey 2017/2018 dataset”, 2020.

IRAM. “Norma 11603 Acondicionamiento térmico de edificios”, 2012.

INDEC. “Estimaciones y proyecciones de población. 2010-2040”, 2022.

IMPACTO DAS CHUVAS DE JANEIRO DE 2022 NAS AFLUÊNCIAS DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE

Olívia Nunes[1]; Juliana Chade[1]; Tainá Mota[1]; Juliana Suleiman[1]; Rafael Toledo[1]

[1]*MegaWhat*

RESUMO

Este estudo tem como objetivo principal verificar o impacto das chuvas associadas a um evento de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), na primeira quinzena do mês de janeiro de 2022, sobre as afluências do submercado Sudeste/Centro-Oeste. Como metodologia, tem-se a utilização de dados de chuva por bacia, de janeiro de 2022, disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e uma comparação com os dados de vazão das mesmas bacias, provenientes do mesmo Operador. A análise é feita sobre as bacias e seus impactos nos acumulados de chuva dentro do período de interesse. São elas: bacias do Grande, Paranaíba, Tocantins, Tietê e Paranapanema, aqui dispostas em ordem de importância no Sistema Interligado Nacional (SIN). Como objetivos secundários, a análise tem a finalidade de mostrar a distribuição das chuvas ao longo do período e a resposta nas vazões em postos relevantes destas bacias. Além disso, pretende-se realizar uma comparação com um período mais seco, associado a um bloqueio atmosférico, observado na segunda metade de janeiro de 2022 e o comportamento das vazões neste cenário. Em verões com a incidência do fenômeno La Niña, aumentam as probabilidades de ocorrência de bloqueios atmosféricos (Marques e Rao, 1996), como foi observado este ano. Dada esta comparação, pretende-se mostrar a importância de eventos do tipo ZCAS na elevação e manutenção das afluências para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e, por consequência, o seu impacto na geração hidro-térmica e no preço da energia.

Palavras-chave: Afluências; La Niña; Subsistema Sudeste/Centro-Oeste; ZCAS.

ABSTRACT

This study's main objective is to verify the impact of rains associated to a South Atlantic Convergence Zone (SACZ) event, in the first half of January 2022, on the affluences of Southeast/Center-West submarket of Brazil. As a methodology, it used the rain data per basin, of January 2022, available by the National Operator System (NOS) and a comparison with flow rate data of the same basins, given by the same Operator. The analysis is made over the basins and their impact on the total rain within the period of interest. They are: Grande, Paranaíba, Tocantins, Tietê and Paranapanema basins, in order of importance in the National Interconnected System (NIS). As secondary objectives, the analysis has the finality to show the distribution in rains along the period and the flow rate in the most relevant posts of these basins. Besides that, it is intended to make a comparison with a dryer period, associated to an atmospheric blockage, observed in the second half of January 2022 and how flow rates behaved in this scenario. In summer periods with the incidence of the phenomena La Niña, the probability of atmospheric blockages tend to increase (Marques and Rao, 1996), as observed this year. Once this comparison is made, it is intended to show the importance of SACZ events in the elevation and maintenance of the affluences to the Southeast/Center-West subsystem and, therefore, its impact in the hydro-thermic generation and on energy prices.

Keywords: Affluences; La Niña; Southeast/Center-West Subsystem; SACZ.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil, com suas dimensões continentais, possui uma grande quantidade de usinas hidrelétricas, que ao longo dos anos tem sido a principal fonte de geração de eletricidade no país.

Com um regime de chuvas bem estabelecido durante o período úmido, que vai de outubro até março, as bacias e reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), têm capacidade para suprir parte da demanda e armazenar água para o período seco, que vai de abril até setembro. Porém, nos últimos anos, tem-se observado uma mudança no padrão de chuvas e uma diminuição nos

volumes médios para a região central do Brasil, caracterizada como subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Associado a esta redução das chuvas, fenômenos oceânicos em escala global podem impactar nas chuvas da América do do Sul. Um fenômeno bastante conhecido é o El Niño Oscilação Sul (ENSO), que é caracterizado por uma variação de temperatura em torno da média nas águas equatoriais do Oceano Pacífico. Quando são observadas anomalias positivas de temperatura, caracteriza-se o fenômeno El Niño. Quando são observadas anomalias negativas de temperatura, caracteriza-se o fenômeno La Niña.

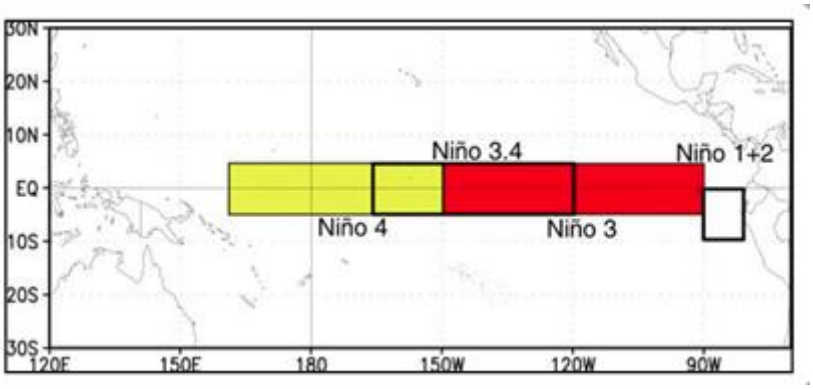


Figura 1 – Divisão das porções do Oceano Pacífico para a classificação do fenômeno ENSO. (CPC/NOAA)

Nos últimos anos, esta variação da Temperatura da Superfície do Mar (TSM) no Pacífico equatorial tem apresentado anomalias negativas, ou La Niña, o que gera uma perturbação na atmosfera e uma mudança no regime de chuvas, com diminuição das precipitações sobre o Sul e em parte do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Além disso, a ocorrência de La Niña favorece a formação de bloqueios atmosféricos sobre o Brasil (Marques e Rao, 1996).

Na primeira quinzena de janeiro de 2022, no entanto, a formação de um sistema conhecido como Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), manteve uma frente fria estacionada sobre o Sudeste, o que trouxe chuvas acima da média para as bacias dos rios Grande, Paranaíba e Tocantins. Embora a chuva tenha sido concentrada na primeira parte do mês, os volumes elevados

foram responsáveis por manter as afluências elevadas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o que teve impacto nos preços logo na primeira semana operativa. Já na segunda quinzena, houve a ocorrência de um bloqueio e a diminuição das chuvas.

2. OBJETIVOS

Este estudo tem como objetivo principal verificar o impacto que as chuvas observadas na primeira quinzena de janeiro tiveram nas afluências do submercado Sudeste/Centro-Oeste.

As chuvas da primeira quinzena favoreceram a elevação das afluências do SIN como um todo, mas principalmente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, uma vez que as bacias de maior representatividade do sistema, foram beneficiadas por esta condição atmosférica.

Na segunda metade do mês, com o enfraquecimento da ZCAS, estabeleceu-se um bloqueio atmosférico sobre o Sudeste/Centro-Oeste, que provocou diminuição das chuvas na região mais central do Brasil. Apenas no decorrer da segunda quinzena de janeiro houve um enfraquecimento deste bloqueio atmosférico e as chuvas retornaram, mas desta vez atingindo bacias de menor representatividade no subsistema, que foram o Tietê e o Paranapanema.

A partir disso, pode-se verificar o impacto que as afluências elevadas tiveram nos Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) durante o mês estudado.

3. CHUVAS NO SUDESTE/CENTRO-OESTE EM JANEIRO

O período úmido no Brasil é caracterizado entre os meses de outubro a março, onde o avanço de sistemas frontais sobre o país recebe um suporte de umidade da região amazônica, provocado pelo deslocamento de massa gerado por ventos em diversos níveis da atmosfera.

Dois sistemas bastante característicos durante o período úmido são a Alta da Bolívia e o Vórtice Ciclônico de Altos Níveis (VCAN). A Alta da Bolívia é um sistema de alta pressão atmosférica que ocorre aproximadamente aos 10km de altitude e se forma próximo à Bolívia, daí o seu nome. Neste sistema, os ventos

giram no sentido anti-horário, provocando divergência em altos níveis. Como compensação, ocorre convergência dos ventos na baixa atmosfera, o que favorece a formação de nebulosidade. Por se tratar de uma região de alta umidade relativa e temperaturas médias elevadas, a convergência dos ventos gera convecção profunda, ou seja, nuvens de alta extensão vertical e potencial para chuvas volumosas. Já o VCAN é um sistema de baixa pressão atmosférica que se forma na alta troposfera. Diferente da Alta da Bolívia, o VCAN é caracterizado por convergência em altos níveis da atmosfera e divergência em superfície, o que inibe a formação de nuvens de chuva. A região de formação de um VCAN que, associada a uma Alta da Bolívia, impacta nas chuvas do Brasil, é normalmente sobre o Nordeste.

Uma vez que ocorre o avanço de uma frente fria sobre o país, dependendo da posição dos sistemas anteriores, pode-se estabelecer um corredor de umidade entre Região Norte e a região onde a frente fria atua. Quando esta conexão é feita, pode ocorrer um fenômeno denominado ZCAS, onde a frente fria estaciona entre 4 a 10 dias sobre uma região, que pode ser desde o litoral da Região Sul até o litoral sul da Bahia, e provoca chuvas constantes dentro deste período.

A previsão para janeiro de 2022, realizada no Programa Mensal da Operação (PMO) do ONS, indicava um ligeiro aquecimento das águas do Oceano Atlântico próximo ao litoral do Sudeste, o que favoreceria a convecção, isto é, a formação de nuvens mais carregadas na região mais central do país. E com o avanço de uma única frente fria, o que foi observado é que este sistema frontal estacionou sobre o litoral do Sudeste, e associado à Alta da Bolívia e ao VCAN no Nordeste, organizou um intenso corredor de umidade sobre a região mais central do país.

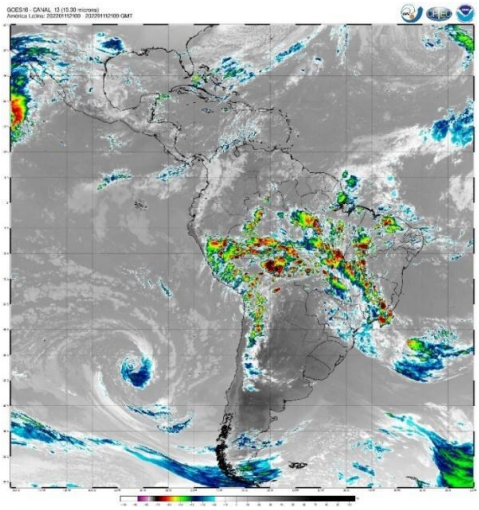


Figura 2 – Imagem de satélite GOES-16, canal 13, América Latina, do dia 11/01/2022, às 2109GMT. Fonte: CPTEC/INPE.

Para este estudo, foram utilizados os dados de precipitação média verificada por bacia, de janeiro de 2022, que são atualizados diariamente no portal de relacionamento do ONS, o SINtegre.

As bacias de interesse foram as dos rios Grande, Paranaíba, Tocantins, Tietê e Paranapanema, devido à relevância que apresentam no SIN.

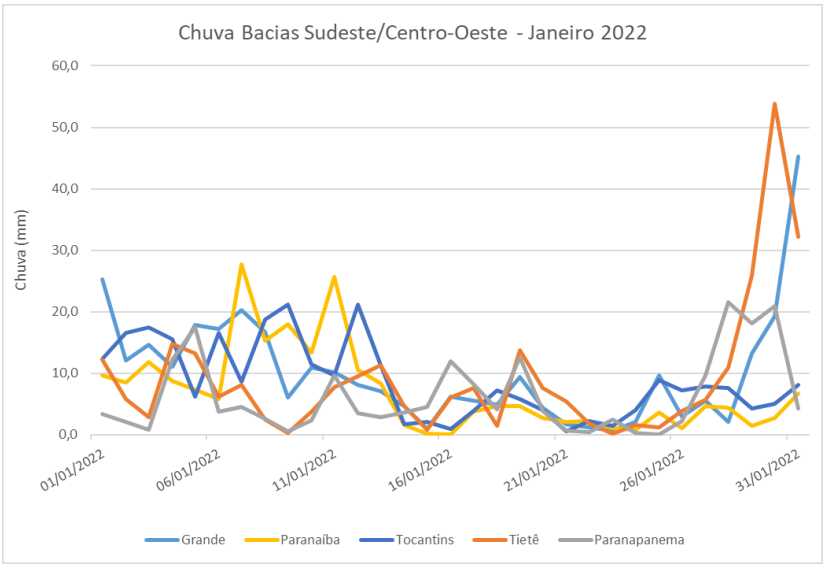
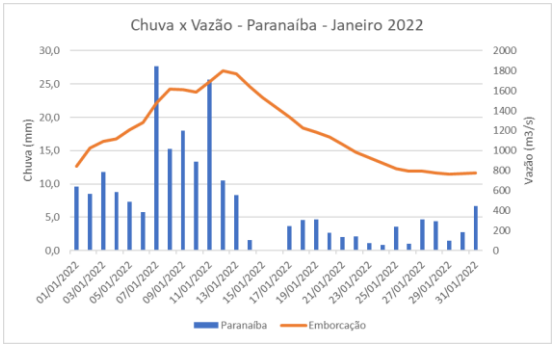


Figura 3 – Precipitação diária (mm) das bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tocantins, Tietê e Paranapanema para o mês de janeiro de 2022.

Dados os valores de precipitação, foram avaliadas as vazões correspondentes de postos representativos destas bacias, presentes no relatório de Acompanhamento Hidrológico (ACOMPH) do ONS. Entre as bacias do Grande, Paranaíba e Tocantins, onde as chuvas mais intensas ficaram concentradas na primeira quinzena, é possível observar uma elevação nas vazões durante o mesmo período. Para a segunda quinzena, com a redução das chuvas, as vazões tiveram queda significativa. Já para as bacias do Tietê e Paranapanema, que apresentaram volumes menos intensos de chuva na primeira quinzena, as vazões foram estáveis neste período. Apenas com o retorno das chuvas mais volumosas no final do mês, as vazões apresentaram alguma elevação.

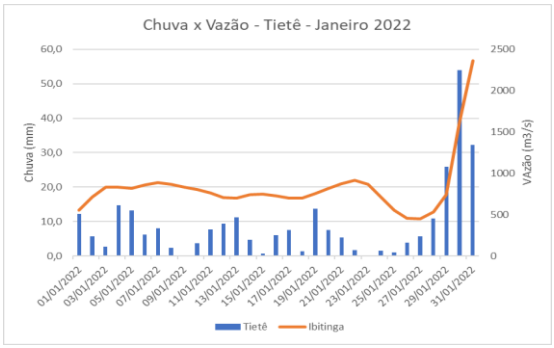
(a)

(b)



(c)

(d)



(e)

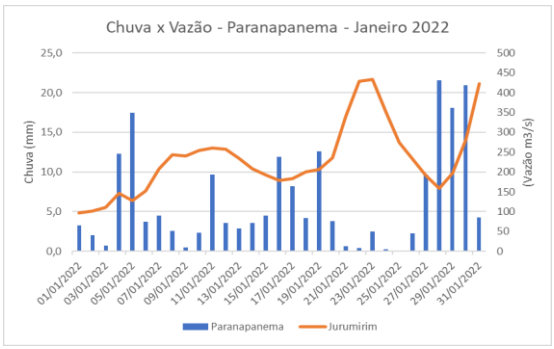


Figura 4 – Chuva (mm) x vazão (m^3/s) para as bacias: (a) Grande (UHE Furnas), (b) Paranaíba (UHE Emborcação), (c) Tocantins (UHE Serra da Mesa), (d) Tietê (UHE Ibitinga) e (e) Paranapanema (UHE Jurumirim).

4. IMPACTO NAS AFLUÊNCIAS E NO PLD

Embora no PMO de janeiro já houvesse a previsão de chuvas significativas e a consequente elevação nas afluências, o fato da frente fria ter

ficado estacionada, trouxe um impacto direto já na primeira semana operativa, com valores que foram cerca de 10GWmed superior ao previsto, conforme destacado na Figura 5.

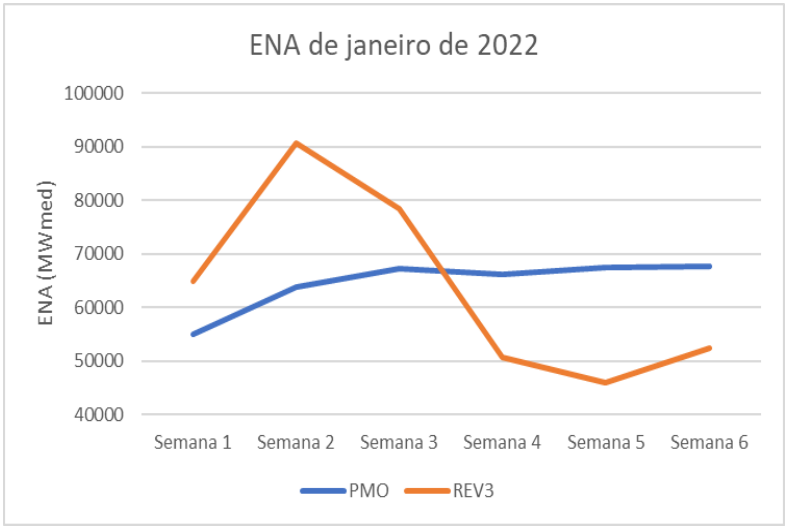


Figura 5 – Energia Natural Afluente (MWmed) de janeiro de 2022 prevista no PMO de janeiro x verificada na terceira revisão mensal (REV3)

Houve também uma recuperação dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste, com gradativa elevação na Energia Armazenada (EAR) ao longo do mês.

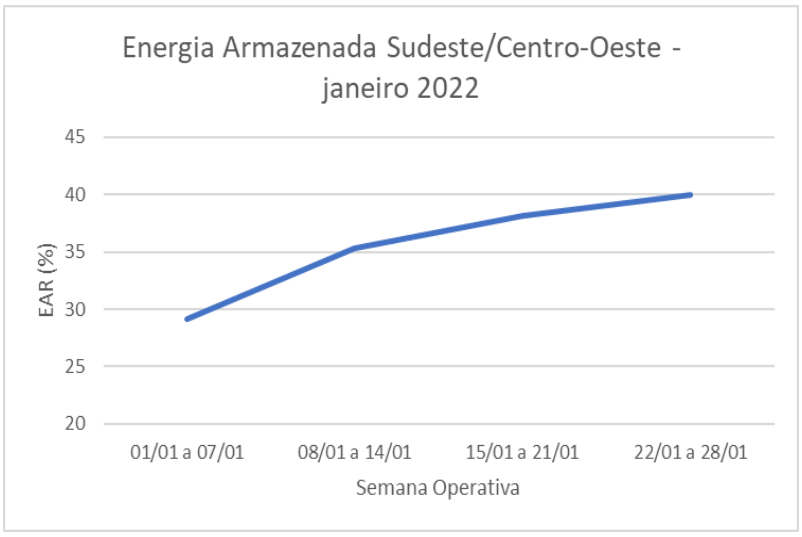


Figura 6 – Energia Armazenada (%) de janeiro de 2022 ao final de cada semana operativa.

Os preços, que já haviam caído no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com o retorno das chuvas em outubro de 2021, ficaram um pouco mais baixos, dada as afluências favoráveis e a oferta de água nos reservatórios. Na Fig. 7 é possível comparar o PLD da primeira semana operativa de janeiro, calculado pela CCEE após o PMO, para os quatro subsistemas com o preço que seria formado caso se considerassem as afluências verificadas nesta mesma semana, conforme disponibilizado nos arquivos da última semana operativa de janeiro (RV3). Neste caso, dado que as afluências nas principais bacias foram superiores ao previsto no PMO, haveria redução do PLD no Sudeste e Sul (-R$3,00/MWh). Ainda assim, ressalta-se que este impacto foi baixo, visto que os modelos computacionais já indicavam preços reduzidos.

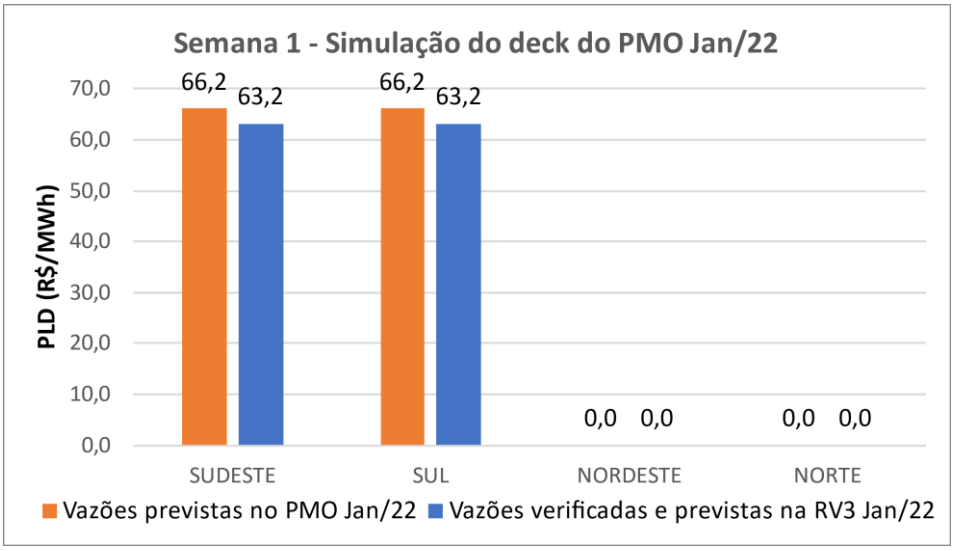


Figura 7 – Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) para a primeira semana de janeiro com vazões previstas no PMO x vazões verificadas e previstas na RV3.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apesar das chuvas terem sido mal distribuídas ao longo de janeiro de 2022, o mês foi muito importante para a estabilização dos preços. Diferente de 2021, quando um bloqueio atmosférico deixou todo o mês com chuvas abaixo da média, o evento de ZCAS observado na primeira quinzena deste ano, trouxe acumulados de chuva persistentes sobre as bacias do Grande, Paranaíba e

Tocantins. Mesmo com ocorrência de um bloqueio atmosférico na segunda quinzena, o que havia sido acumulado nos reservatórios, foi o suficiente para manter os preços mais baixos. A continuidade do fenômeno La Niña até o fim do período úmido, acarretou outros bloqueios atmosféricos para o Sudeste/Centro-Oeste, mas por conta das chuvas observadas logo no início do ano, estes bloqueios não tiveram um impacto tão negativo sobre os reservatórios da região.

Para o restante de 2022, há expectativa de persistência da La Niña (CPC/NOAA), o que deve gerar chuvas dentro a ligeiramente abaixo da média para o centro e sul do SIN, como é característico do fenômeno. Porém, diferentemente do que ocorreu em 2021, quando a entrada do período seco foi com reservatórios em níveis baixos, neste ano de 2022, muito por conta das chuvas do começo do ano, os reservatórios se encontram em níveis mais elevados.

Mesmo que haja algumas restrições no sistema, com a diminuição natural das chuvas, os impactos das afluências este ano podem ser menores do que os observados no ano passado, dada a recuperação dos principais reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (www.cptec.inpe.br)

Climate Prediction Center (www.cpc.ncep.noaa.gov)

Marques, R.F.C., V.B. Rao (1996). Bloqueio Atmosférico no Hemisfério Sul durante o período de 1980 a 1993. Climanálise Especial. Cap 8, INPE.

Operador Nacional do Sistema (www.ons.org.br)

IMPACTO DE VARIÁVEIS METEOROLÓGICAS NA GERAÇÃO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MÉTODO HOMER: CASO DE ESTUDO

Mayra Alejandra Sánchez Cortés[1]; Paulo Henrique de Mello Sant'ana[1];
Sergio Ricardo Lourenço[1]

[1]*Universidade Federal do ABC*

RESUMO

O impacto das condições meteorológicas próprias e encontradas nas áreas de instalação dos sistemas fotovoltaicos sobre a geração de energia apresenta-se como um desafio. Este estudo tem como objetivo analisar a relação entre a influência da temperatura ambiente e da irradiação solar presentes na área e a energia fotovoltaica gerada pelo sistema fotovoltaico (SFV) instalado. Para este estudo, um SFV OFF-GRID composto por 2 módulos monocristalinos (m-si) foi instalado junto com uma estação solarimétrica em áreas pertencentes a barragem Edgard Souza (Santana de Parnaíba), áreas de concessão da Empresa Metropolitana de Água e Energia de São Paulo (EMAE). O monitoramento das variáveis do SFV e das condições meteorológicas foi realizada por um período de 12 meses (junho de 2018 e junho de 2019). Os dados meteorológicos pela estação foram: temperatura, irradiação solar, umidade e velocidade do vento. A potência de saída fotovoltaica (P_{pv}) teórica, obtida a partir da aplicação do método HOMER, foi considerada como o parâmetro a ser avaliado neste estudo. O método HOMER usa, como dados de entrada, as condições climáticas de irradiação e temperatura do local, sendo a potência fotovoltaica uma função da temperatura ambiente, irradiação solar, temperatura da célula e temperatura NOCT. A validação dos dados coletados pela estação solarimétrica foi realizada através da comparação estatística entre os conjuntos de dados obtidos e os dados registrados pela NASA e CETESB. Como parâmetros de validação foram usados: a correlação de Pearson, RSME, MAE e MAPE obtendo assim valores de correlação entre 0.95-0.98 entre as series. No caso da potência teórica e real, o erro obtido entre as séries oscilou

entre 4% e -6,5%. Finalmente, este tipo de análise climática, permitirá prever, a partir da informação meteorológica do local de instalação, a energia a ser gerada pelos SFV, permitindo, assim, maior confiabilidade para os novos investimentos de geração fotovoltaica.

Palavras-chave: Variáveis meteorológicas; Método HOMER; Potência fotovoltaica

ABSTRACT

The impact on the energy generation by SFV under specific meteorological conditions in installation areas represents a challenge. This study aims to analyze the relationship between the influence of the ambient temperature and the solar irradiation present in the area and the photovoltaic energy generated by the installed photovoltaic system (SFV). For this study, an OFF-GRID SFV composed of 4 monocrystalline modules (m-si) was installed with a solarimetric station in areas belonging to the Edgard Souza dam (Santana de Parnaiba), concession areas of the Empresa Metropolitana de Agua e Energia de Sao Paulo (EMAE). The monitoring of SFV variables and meteorological conditions was carried out for a period of 12 months (June 2018 and June 2019). The meteorological data collected by the station were: temperature, solar irradiation, humidity and wind speed. The theoretical photovoltaic power output (Ppv) obtained by HOMER method application, was considered as the evaluated parameter in this study. The HOMER method uses, as input data, the climatic conditions of irradiation and temperature of the site. On the other hand, the PV power is a function of ambient temperature, solar irradiation, cell temperature and NOCT temperature. The validation of the data collected by the solarimetric station was performed through statistical comparison between the obtained data sets and the data recorded by NASA and CETESB. As validation parameters were used: the Pearson correlation, RSME, MAE and MAPE obtaining correlation values between 0.95-0.98 between the series. In the case of theoretical and real power, the error obtained between the series was 4% -6.5%. Finally, this type of climatic analysis, will allow predicting, from the meteorological information of the installation site,

the energy to be generated by the SFVs, thus allowing more reliability for new investments in photovoltaic generation.

Keywords: Meteorological variables; HOMER method; Photovoltaic power output.

1.INTRODUÇÃO

O Brasil possui um elevado potencial energético a ser desenvolvido, uma vez que dispõe de uma grande área geográfica e condições favoráveis para a geração fotovoltaica. No entanto, a magnitude com a qual o desempenho dos sistemas fotovoltaicos (SFV) cresce ou decresce depende diretamente das condições ambientais próprias dos locais de instalação, da morfologia e da composição dos poluentes presentes nas áreas (OLIVARES E FERRADA, 2017). No caso do Brasil, os valores de irradiação são considerados como altos com valores médios globais de 5,2 – 5,9 $kWh.m^{-2}$ ao longo do país e irradiações solares anuais que alcançam quase os 280 dias (CEPEL, 2018).

O impacto na geração de energia por conta de variáveis como: irradiação solar, temperatura, umidade, velocidade do vento, nível de radiação ultravioleta, concentração de gases poluentes entre outros, resulta ser um assunto que merece investigação principalmente em áreas consideradas como inóspitas**.**

A análise da geração de energia e desempenho dos módulos fotovoltaicos surge como uma necessidade para determinar a produção real de energia obtida pelos SFV.

No caso de instalações em áreas inóspitas com atmosferas singulares, a previsibilidade da geração fotovoltaica a partir dos parâmetros meteorológicos contribuirá para aumentar a confiabilidade na instalação de novas usinas de geração de energia no Brasil e no mundo (DE FARIA E TRIGOSO, 2017).

O método HOMER (BRIHMAT E MEKHTOUB, 2013), utilizado amplamente na determinação da potência fotovoltaica de saída, usa como dados de entrada os valores de irradiação e temperatura ambiente. Desta forma, é possível calcular a potência de saída a partir da data ambiental disponível e fornecida pelas estações automáticas de medição próximas das áreas de

instalação levando em consideração as variáveis elétricas específicas dos módulos fotovoltaicos instalados.

Para este estudo, um SFV foi instalado e exposto durante 12 meses sobre áreas de concessão da Empresa Metropolitana de Água e energia de São Paulo (EMAE). A instalação do sistema fotovoltaico foi realizada junto com a instalação de uma estação solarimétrica na área pertencente à barragem Edgard Souza, localizada em Santana de Parnaíba (S.P) e próxima ao rio Tietê na região da RMSP (Região Metropolitana de São Paulo).

Este estudo estará orientado a avaliar a aplicação da metodologia de HOMER para determinar a potência fotovoltaica de saída dos módulos fotovoltaicos de acordo com as condições ambientais (irradiação solar e temperatura ambiente) presentes na área de estudo.

A avaliação e validação dos dados meteorológicos coletados na área foi realizada usando os dados disponíveis registrados pelas estações meteorológicas próximas na área. Busca-se obter uma medição quantitativa da proximidade entre os valores de potência fotovoltaica obtidos em campo e os valores teóricos calculados a partir da aplicação do método HOMER, com o objetivo de ser usado como ferramenta para a realização de predições de energia alcançada em projetos futuros de geração a partir de dados reportados por estações automáticas próximas das áreas de instalação.

2. CASO DE ESTUDO: SANTANA DE PARNAÍBA

Um sistema fotovoltaico OFF-GRID de potência nominal de 1.3kWp, composto por 4 módulos fotovoltaicos de 335W de silício monocristalino (m-si), foi instalado na área pertencente a Barragem Edgard Sousa localizada em Santana de Parnaíba. A cidade de Santana de Parnaíba, possui um clima classificado como tropical ou subtropical úmido de altitude seguindo a classificação da Região Metropolitana de São Paulo (INMET, 2020). A precipitação anual reportada na zona é próxima dos 1400 mm, com uma temperatura média anual é de 20°C, sendo julho o mês mais frio com uma média de 12°C e o mês mais quente fevereiro com 23° C (INMET, 2020).

Na área, foi instalada uma estação solarimétrica para o monitoramento das variáveis ambientais no local com o alvo de determinar as condições e variações climáticas especificas de exposição do SFV.

Tabela 1 – Coordenadas de instalação do SFV e estação solarimétrica

Local	X utm[1]	Y utm[1]
Santana do Parnaíba/SP	304783.89 m E	7404744.88 m S

[1] Coordenadas em UTM, SIRGAS2000 zona 23S.

Timezone: UTC -3h

Foram monitoradas durante o período de 12 meses entre junho-2018 e junho-2019 pela estação solarimétrica; temperatura, velocidade do vento, umidade e irradiação solar.

Na tabela 2, se apresentam os sensores utilizados pela estação solarimétrica para o monitoramento das variáveis. Os dados coletados foram registrados pelo datalogger do fabricante ONSET, modelo HOBO RX3000 permitindo a integralização dos valores em intervalos de 10 minutos, como exigido pela EPE.

Tabela 2 – Sensores instalados na estação solarimetrica (EMAE Barragem Edgard de Souza)

Tipo de Sensor	Anemômetro	Termohigrômetro	Pirômetro	Piranômetro 1 (irradiação global horizontal)	Piranômetro 2 (irradiação global horizontal)
Fabricante	Onset	Onset	Onset	HUKSEFLUX	HUKSEFLUX
Modelo	S-WCF-M003	S-THB-M002	S-RGH-M002	SR11-05 (First Class)	SR11-05 (First Class)

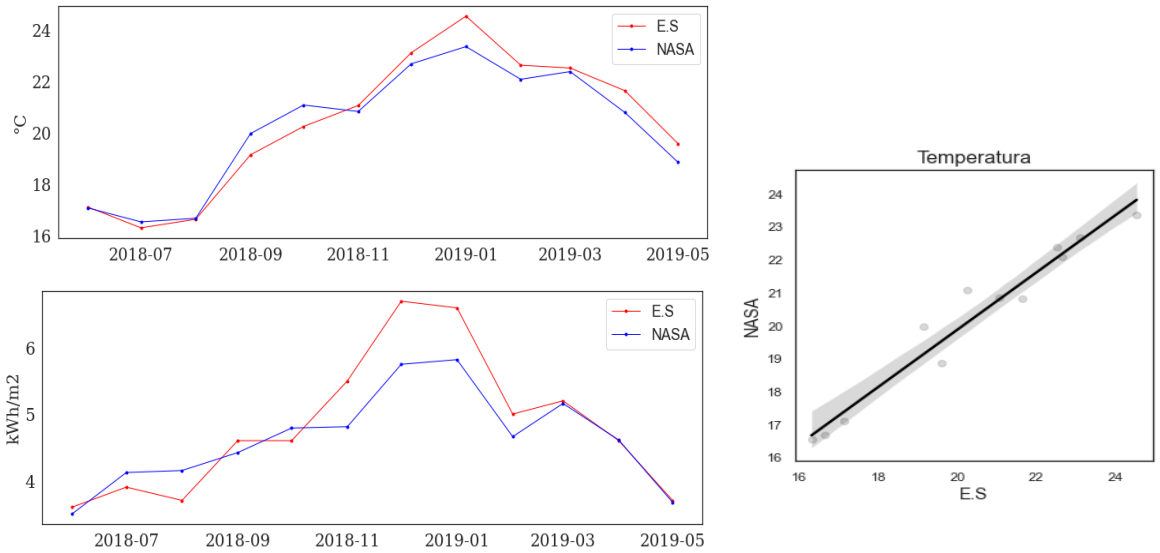
A informação meteorológica obtida foi validada aplicando medidas de erro e correlações entre os dados mensurados e os dados fornecidos por fontes de medição meteorológica próximas da área como é apresentado a seguir.

2.1 Validação dos dados meteorológicos monitorados

A validação dos dados coletados foi realizada a partir do cálculo inicial das médias mensais observadas no período dos 12 meses para cada uma das variáveis meteorológicas mensuradas.

Consequentemente, as medidas de erro (RSME, MAE, MAPE, MSE e Pearson) foram calculadas entre os dados obtidos pela estação solarimétrica (S.E) e os dados históricos disponíveis e fornecidos pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), especificamente pela estação de monitoramento da qualidade do ar da estação mais próxima (OSASCO), sendo também usados os dados registrados pela NASA (POWER NASA, 2021).

Neste trabalho, apresenta-se a validação realizada para a variável temperatura (°C), irradiação solar (kWh/m^2) e o cálculo das medidas de erro entre os dados observados e os dados registados pela NASA. Na figura 1, o comportamento da temperatura e da irradiação solar durante o período de estudo das séries E.S e NASA é apresentado. O valor da média mensal mais alto reportado de temperatura e irradiação durante o ano foi de 25°C e 6, 5kWh/m^2.dia em janeiro (verão), e no inverno (junho, julho) temperaturas de 16°C e irradiações de 3,5 kWh/m^2.dia foram registradas. Por outro lado, a média anual da temperatura foi de 20°C e a irradiação média anual de 4,53 kWh/m^2.dia. A correlação Pearson foi calculada entre duas series (E.S e NASA) como se apresenta na figura 1.



a) b)

Figura 1 – a) Média diária mensal de temperatura e irradiância
b) Correlação Pearson para temperatura

Na tabela 1, encontram-se consignados os erros de medição obtidos para temperatura e irradiação solar. Para temperatura, foi encontrado que o índice Pearson alcançou um valor de 0,976, mostrando um valor superior a 0.96 de correlação entre eles, indicando assim, que os dados recolhidos pela E.S podem ser representados pelos dados da NASA.

Por outro lado, o erro médio absoluto MAE e MAPE obtido, apresentou valores de 0,50°C e 2,42%. Para o caso da irradiação, a diferença média absoluta foi de 0,338 kWh/dia e o erro MAPE atingiu valores de 6,6%. Realizando uma comparação entre os valores MAPE obtidos para irradiância e temperatura, foi possível observar que o erro MAPE para temperatura foi 4,1% inferior ao erro obtido para irradiância.

Tabela 2 – Dados estatísticos de validação para temperatura e irradiância

	T	G
Índice de Pearson	0,976	0,954
MSE	0,386	0,201
RSME	0,621	0,450
MAE	0,505	0,330
MAPE	2,42%	6,60%

A influência de variáveis ambientais tais como poluição, concentração de poluentes, cobertura de nuvens e velocidade do vento presentes na área, interferem no valor registrado pela E.S. fazendo com que a irradiação e a temperatura possam tomar valores mais altos ou mais baixos que os registrados por outras estações de medição próximas. Além disso, os valores médios diários de irradiação solar, não conseguem ilustrar os padrões de variação ao longo do dia e do mês da variável. Em contrapartida, a temperatura resulta ser uma variável que consegue ser representada pelas médias mensais diárias, devido ao que a variação ao longo do mês não apresenta variações tão acentuadas e não se vê grandemente afetada pelas variáveis meteorológicas mencionadas acima. Em conclusão, a temperatura é uma variável que pode ser representada por valores médios mensais enquanto que a irradiância presenta maiores diferenças.

A seguir, é apresentada a metodologia de Homer usada neste estudo para a análise e cálculo da energia fotovoltaica a ser obtida pelo SFV instalado a partir dos dados meteorológicos coletados na área.

2.2 Metodologia de HOMER

A partir da aplicação da metodologia HOMER (BRIHMAT E MEKHTOUB, 2013) é possível estudar, dimensionar e analisar o desempenho eléctrico de um SFV calculando a potência de saída (P_{pv}) em função dos parâmetros climáticos específicos presentes na área de instalação do sistema.

De acordo com HOMER, a P_{pv} depende da temperatura da célula fotovoltaica (T_{cell}) que resulta ser função da temperatura ambiente, da irradiação solar (G) e da temperatura NOCT.

Neste estudo, é calculada a potência fotovoltaica do sistema para cada valor médio mensal de temperatura e irradiância de acordo as seguintes expressões:

Temperatura da célula:

$$T_{celula} = T + \left(\frac{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}}\right) * G \quad (1)$$

Potência fotovoltaica:

$$P_{pv} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G}{G_{T,STC}}\right)\left[1 + \alpha\left(T_c - T_{c,STC}\right)\right] \quad (2)$$

A figura 2, apresenta a comparação entre os valores da potência de saída diária fotovoltaica calculada a partir da aplicação da metodologia HOMER para os dados meteorológicos fornecidos pela NASA e pela E.S e a potencia real obtida em campo. Os valores representados na figura 2, são valores de potência fotovoltaica diária (kWh/m^2.dia) e referentes à geração de energia de um (1) módulo fotovoltaico (Real).

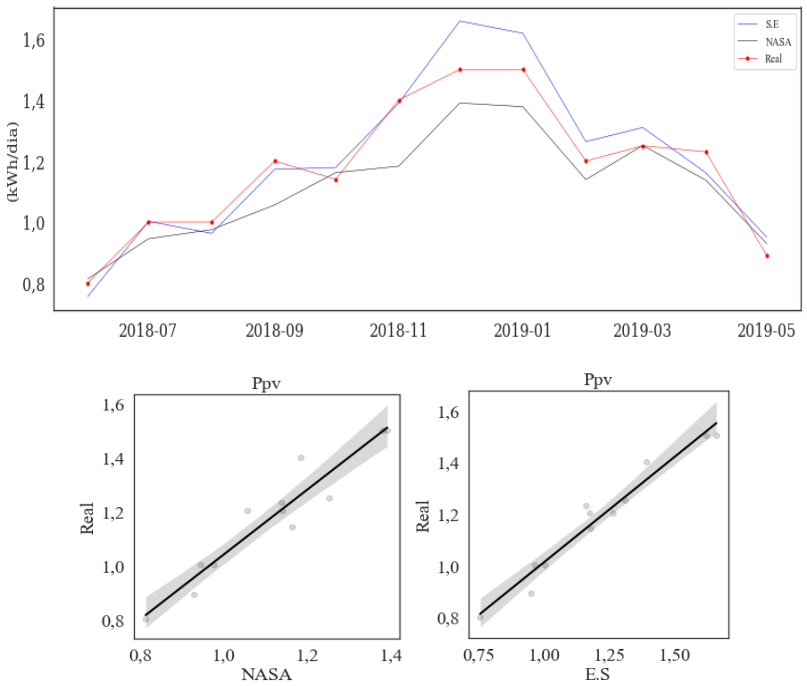


Figura 2 – Comparação da média mensal da potência fotovoltaica diária Real

De acordo com a figura, é possível observar que a potência medida em campo segue a tendência das potências teóricas calculadas pela NASA e pela E.S, porém os valores de potência obtidos a partir dos dados meteorológicos da

E.S aproximam-se aos valores mensurados na área de acordo com o índice de Pearson (0.976) calculado e apresentado na tabela 3. Os dados mostrados pela E.S apresentaram os maiores valores de potência dentre as três series devido aos valores de irradiação solar maiores que foram reportados pela S.E. Entre os meses de dezembro e fevereiro quando é obtida a máxima irradiação solar do ano, se apresenta a maior diferença entre os valores de potência das três séries, isto, deve-se a que os valores de irradiação solar mensal não conseguem representar na sua totalidade o comportamento e variação da variável ao longo do dia e do mês. Para os meses com menor irradiação solar, os valores se assemelham entre si, permitindo ter uma predição da potência com maior precisão. Além disso, foi determinado que a variação da temperatura de célula depende diretamente e é sensível à variação do fluxo da irradiação incidente, ou seja, do fluxo de radiação no local

Na tabela 3, foram registrados os erros de medição calculados entre as três series de potência obtidas. O erro percentual absoluto médio obtido entre a potência da NASA e a potência Real foi 2.53% superior do que o obtido pela comparação com a E.S.

Tabela 3 – Comparação estatística entre a potência fotovoltaica Real, S.E e NASA.

	Índice de Pearson	**MSE**	**RSME**	**MAE**	**MAPE**
Estação solarimétrica	0,976	0,005	0,0712	0,0574	4,6%
NASA	0,952	0,009	0,097	0,075	6,53%

Neste estudo, foi realizada a análise dos valores da potência média diária mensal obtida aplicando a metodologia de HOMER como base para estudos futuros sobre a predição da energia a ser obtida a partir de dados meteorológicos disponíveis pelas diferentes fontes de informação meteorológica. Este trabalho foi realizado no primeiro ano de operação do sistema, portanto, não foi considerado neste estudo a degradação ligada aos módulos, cabos e estruturas do SFV. Pode-se concluir de acordo com as medidas de erro calculadas, que a potência obtida a partir dos dados meteorológicos reportados pela E.S consegue

prever com maior precisão a potência mensal que os dados recolhidos pela NASA. A percentagem de erro para o cálculo da potência a partir do uso da informação meteorológica disponível através de estações solarimétricas próximas da área foi de 6.5%.

O erro no cálculo da potência, mantém a mesma faixa de erro em relação à radiação solar mensurada, por tanto é possível concluir que a irradiação solar é uma variável que precisa ser monitorada com maior rigorosidade. Destaca-se a importância de realizar estudos futuros envolvendo variáveis como a nebulosidade, considerada uma das principais fontes de incerteza na medição desta variável em campo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS

BRIHMAT, F.,MEKHTOUB, S. “PV Cell Temperature/ PV Power Output Relationships

CAI, Y., ZHAO, Y., MA, X., *et al.* "Influence of environmental factors on atmospheric corrosion in dynamic environment", Corrosion Science, v. 137, p. 163–175, jun. 2018. DOI: 10.1016/j.corsci.2018.03.042.

CEPEL, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.” Atlas solarimétrico Brasileiro”. 2018.

DE FARIA, H., TRIGOSO, F. B. M., CAVALCANTI, J. A. M. "Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and

prospects", Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 75, p. 469–475, ago. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.10.076.

Homer Methodology Calculation,”Https://Library.Crti.Dz/, vol. 01, no. 02, pp. 15–17, 2013, [Online]. Available: https://library.crti.dz/jr218.

NASA POWER “Data Access Viewer.” https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/.

OLIVARES, D.; FERRADA, P., MATOS, C. de, et al. "Characterization of soiling on PV modules in the Atacama Desert", Energy Procedia, v. 124, p. 547–553, set. 2017.DOI 10.1016/j.egypro.2017.09.263.

IMPACTO DO AQUECIMENTO DE ÁGUA NA CURVA DE CARGA UM COMPARATIVO ENTRE: AQUECIMENTO USANDO TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA E UTILIZANDO SISTEMA DE AQUECIMENTO DE ÁGUA

Acsa Santos Martins[1]; Tiago Rodrigues dos Santos Nogueira[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

O aumento do consumo de energia, gera necessidade de expansão do setor energético, o planejamento do setor permite extrair importantes elementos para o aumento de confiabilidade, redução de custos de produção e impactos ambientais. O Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia (potência hidráulico, eólico, de biomassa e solar) para o crescimento da carga, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental. A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte e os prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas nos leilões futuros. A demanda de energia nas residências crescerá a cada ano, havendo uma expansão do número de domicílios e do avanço das tecnologias nas residências. Os chuveiros elétricos têm elevado consumo de energia concentrado no horário de ponta. O impacto deste no aumento da demanda máxima do sistema o torna um foco de projetos na área de eficiência energética. A curva de carga é um importante indicativo da eficiência de uma rede elétrica e a inclusão de fontes renováveis alternativas na matriz energética influencia diretamente no perfil da curva de carga do sistema. Neste trabalho será apresentado o impacto, sob a ótica da curva de carga, de duas tecnologias para aproveitamento da energia solar: aquecimento direto da água, em substituição ao chuveiro elétrico, e uso da energia solar para geração de energia elétrica por meio da tecnologia fotovoltaica. Para realização desta análise são utilizadas curvas de carga típicas em alimentadores do sistema de distribuição, bem como curvas de geração fotovoltaica. Como principais resultados, pode-se observar

que investimentos similares para as duas tecnologias de aproveitamento energético do Sol alteram de forma diferente a curva de carga.
Palavras-chave: Curva de Carga. Aquecedor solar. Fotovoltaica.

ABSTRACT

The increase in energy consumption generates the need for expansion of the energy sector, sector planning, allows extracting important elements to increase reliability, reduce production costs and environmental impacts. Brazil has great energy potential, with emphasis on renewable energy sources (hydro, wind, biomass and solar potential) for the growth of the load, in a safe, economic way and with respect to environmental legislation. The indicative offer takes into account the energy need, the cost for the implementation and operation of each source and the estimated deadlines for the start-up of the plants to be contracted in future auctions. The demand for energy in homes will grow every year, with an expansion in the number of homes and the advancement of technologies in homes. Electric showers have high energy consumption concentrated at peak hours. The impact of this on the increase of the maximum demand of the system makes it a focus of projects in the area of energy efficiency. The load curve is an important indicator of the efficiency of an electrical network and the inclusion of alternative renewable sources in the energy matrix directly influences the profile of the system's load curve. In this work, the impact, from the point of view of the load curve, of two technologies for the use of solar energy will be presented: direct water heating, replacing the electric shower, and the use of solar energy to generate electricity through photovoltaic technology. To carry out this analysis, typical load curves are used in distribution system feeders, as well as photovoltaic generation curves. As main results, it can be observed that similar investments for the two technologies of energy use of the Sun change the load curve differently.
Keywords: Load Curve. Solar heater. photovoltaic.

1. INTRODUÇÃO

A demanda crescente de energia elétrica, característica típica da sociedade contemporânea, junto com o crescimento da dimensão e complexidade do sistema elétrico, faz surgir problemas relacionados com a qualidade de energia elétrica, com impacto financeiro direto. A necessidade de otimizar os recursos existentes faz com que companhias de energia elétrica analisem criteriosamente decisões durante as etapas de planejamento e operação do sistema elétrico (NEVES, 2018).

A situação enérgica do Brasil tem ganhado visibilidade devida à escassez da principal fonte energética do Brasil, geração hídrica. A falta de chuvas nos últimos anos especialmente no Nordeste do país, afeta diretamente o bolso do consumidor final. A discussão sobre segurança hídrica versos produção de energia elétrica tem se tornado cada vez mais relevante, dado o potencial de conflito que o tema pode gerar (EPE, 2021).

A base da matriz de geração elétrica brasileira, hidrelétricas, foi construída com grandes reservatórios, sendo capaz de regularizar vazões e armazenar energia, tornando possível a flexibilidade para atendimento necessário à demanda. As novas usinas hidrelétricas disponíveis para expansão do sistema têm apresentado dificuldades em permitir a regularização das vazões. Destacando a importância do aumento de fontes não controláveis na matriz, como eólica e solar fotovoltaica, onde sua contribuição é para energia média, não contribuindo tanto para o atendimento instantâneo. Tornando mais necessário o planejamento de suprimento do setor (EPE, 2020).

De acordo com a Análise Energética e Dados Agregados de 2020, apresentado pela Empresa de Pesquisa de Energia – EPE em 2020, a geração de energia elétrica no Brasil atingiu 626,3 TWh em 2019, resultado 4,1% superior ao de 2018. Asseguraram uma oferta interna de energia elétrica de 651,3 TWh, montante 2,3% superior a 2018. O consumo final foi de 545,6 TWh, representando uma expansão de 1,3% em comparação ao ano anterior.

A matriz elétrica do Brasil predomina a fonte renovável, a principal fonte é a fonte hídrica, que responde por 64,9% da oferta interna. As fontes renováveis representam 83,0% da oferta interna de eletricidade no Brasil (EPE, 2020).

Do lado do consumo final, houve uma evolução de 1,3 %, atingindo um total de 545,6 TWh, com destaque para os setores industrial (35,9%) e residencial (26,1%). A figura [1] apresenta a participação dos setores no consumo de eletricidade. Observa se que os setores industrial, residencial e comercial consomem 79,4% da energia elétrica disponibilizada no país em 2019 (EPE, 2020).

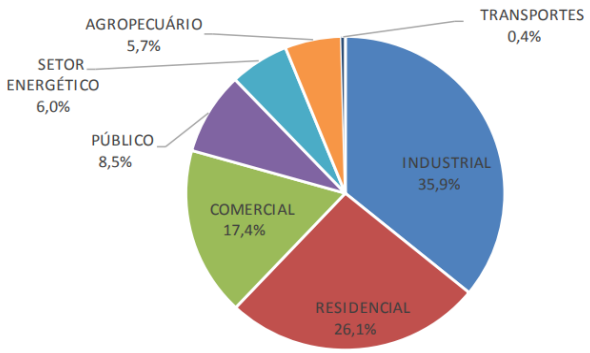


Figura 1 - Participação setorial no consumo de eletricidade
(EPE – 2020)

Segundo a EPE em 2019, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 170.118 MW, acréscimo de 7.278 MW. Na expansão da capacidade instalada, as centrais hidráulicas contribuíram com 4.919 MW ou seja 67,6% do total adicionado. Destaque para a evolução potência instalada do solar fotovoltaico que atingiu 2.473 MW em 2019 contra 1.798 MW em 2018.

A micro e mini geração distribuída de energia elétrica, tem recebido incentivos, que resultou em crescimento por ações regulatórias, incentivos como a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte. Em 2019, a micro e mini geração distribuída atingiu 2.226 GWh com uma potência instalada de 2.162 MW, com destaque para a fonte solar

fotovoltaica, com 1.659 GWh e 1.992 MW de geração e potência instalada respectivamente. (EPE – 2020).

1.1 Impacto do chuveiro elétrico na curva de carga

É utilizado pelos chuveiros elétricos o aquecimento de água nas residências, que possuem potência nominal típica entre 2 e 7,7 kW e estão presentes em cerca de 80% das residências. Os chuveiros são comumente usados durante o horário de demanda de ponta (entre 18 e 21 horas) e estima-se que 24% de toda energia elétrica entregue às residências brasileiras é direcionada para aquecer a água para banho (PROCEL, 2009).

Na curva diária residencial característica da região sudeste, segundo estudo utilizado pelo EPE, é possível identificar dois picos de consumo (A - sete horas – 270 MWh e B - 20h - 470 MWh) representado na figura 2 a seguir.

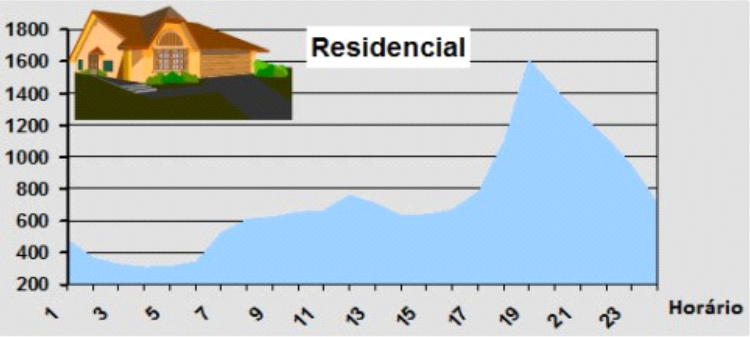


Figura 2 - Curva diária média da região sudeste
Fonte: (EPE 2013)

Recursos energéticos como o aproveitamento da energia solar são opção de solução para problemas energéticos. Há um incentivo global para o aumento das instalações vindo das fontes de geração de energia solar. Em especial, devido à necessidade mundial para utilização de fontes energéticas limpas e diversificação da matriz energética, como no Brasil (EPE, 2016). Existem várias formas de obter energia utilizando como fonte primária energia solar fotovoltaica, energia solar centralizada e aquecimento de água.

Seria possível aproveitamentos, utilizando da tecnologia fotovoltaica ou do sistema de aquecimento solar de água por irradiação a fim de verificar aquela opção que mais contribui para a otimização do sistema? Este é afinal o principal questionamento que se pretende responder neste trabalho.

2. OBJETIVOS E JUSTIFICATIVAS

O objetivo deste artigo é avaliar os impactos da utilização da energia solar na curva de carga residencial, através da comparação entre a geração de energia fotovoltaica e sistema de aquecimento solar. A partir desse comparativo propor a melhor solução sob a ótica da redução dos picos de demanda tipicamente observados nas curvas de carga.

3. REVISÃO LITERÁRIA

3.1 Curva de carga

Para planejar e operar um sistema elétrico com melhor custo financeiro e eficiência é preciso fazer uma modelagem adequada para cada sistema, a curva de carga é um tipo de modelagem onde se representa o consumo da carga através das horas do dia.

O Modelo de Projeção de Eletricidade – MDE projeta carga de forma horária em estimativas quanta energia poderá ser consumida por cada classe de consumo, utilizando perfis típicos de cada classe de consumo por faixa de tensão, considerando perdas e diferenças que somando compõem a carga global de energia. Para tão modelagem é necessário a desagregação da carga em base horária, onde conecta o setor econômico-energético-elétrico do sistema, essa metodologia inclui: Identificação dos perfis típicos e consumo mensal das distribuidoras; avaliação dos parâmetros de interesse da carga; seleção do mês para ponderação; equivalência mensal dos perfis; formação do consumo horário no ano base; cálculo da carga global horária; cálculo das perdas e diferenças horárias; Projeção da carga global horária(EPE – 2020).

A EPE desenvolveu um plano decenal de expansão de energia 2029 (PDE 2029), onde apresentou um estudo para o setor residencial, que utilizou como

dado de entrada as curvas de carga sazonalidades mês a mês para o setor, carga foi utilizada como primeiro passo para transformar um perfil típico de um dia, oriundo das campanhas de medição das distribuidoras, para uma série sintética de 8760h. A figura 3 a seguir é um perfil de carga residencial num dia útil.

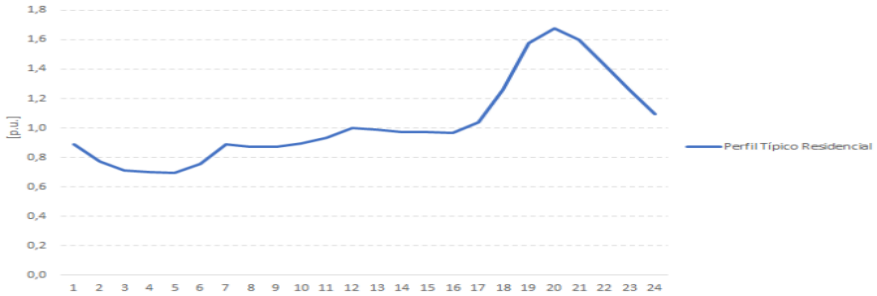


Figura 3 - Perfil típico de carga residencial num dia útil (a) das campanhas de Fonte: (EPE – 2020)

O horário de ponta é o período definido pela distribuidora e composto por 3 (três) horas conforme descrito na resolução ANEEL 414. O horário fora de ponta é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta. Estes horários são definidos pela concessionária em virtude, principalmente, da capacidade de fornecimento que a mesma apresenta. Na Figura 4 percebe-se que o maior valor de demanda ocorre no horário de ponta (VIANA, 2012).

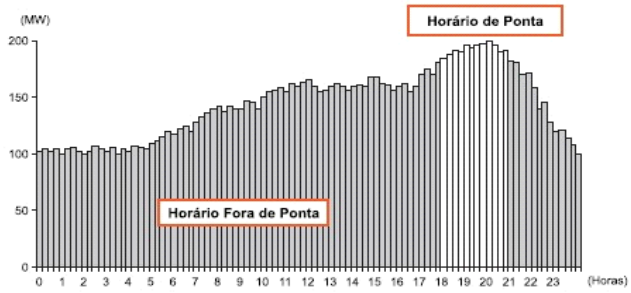


Figura 4– Curva típica de fornecimento de um barramento de um alimentado de uma concessionária
[VIANA, 2012]

Termos como demanda e fator de carga são parâmetros utilizados para dimensionar e modelar uma curva de carga. O conceito de demanda média (Dmed) está associado a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado (VIANA, 2012). O fator de carga (FC) é a razão entre a demanda média (Dmed) e a demanda máxima (Dmax) da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo (Δt) especificado. Representado nas equações (1) e (2) a seguir:

$$FC = \frac{Dmed}{Dmax} = \frac{Dmed.\Delta t}{Dmax\ .\Delta t} = \frac{kWh}{Dmax.\Delta t} \quad (1)$$

$$Dmed = \frac{\int_{T_1}^{T_2} p.dt}{T_2 - T_1} \quad (2)$$

O fator de carga é um parâmetro largamente utilizado para avaliar se um sistema elétrico está dimensionado e com dinâmica de funcionamento eficiente ou se este sistema possui muita ociosidade.

3.2 Consumo de energia residencial

O plano decenal de expansão de energia 2030 (PDE 2030) prevê que a demanda de energia nas resistências crescerá por volta de 1,5% ao ano, resultado do aumento da renda das famílias, diminuição de desemprego e aumento de domicílio e da redução do desemprego, da possibilidade de obtenção de crédito financeiro para compra de equipamentos, da expansão do número de domicílios e do avanço das tecnologias nas residências.

Devido ao aumento do uso de alguns eletrodomésticos, a eletricidade foi a principal fonte de energia utilizada nos domicílios em 2019 (PED 2030). O consumo final de energia nas residências por fonte dos principais eletrodomésticos deverá crescer nos próximos anos. Devido ao clima global, os

usos de ar condicionado tende aumentar nas residências. A figura 5 sugere que o consumo de energia elétrica.

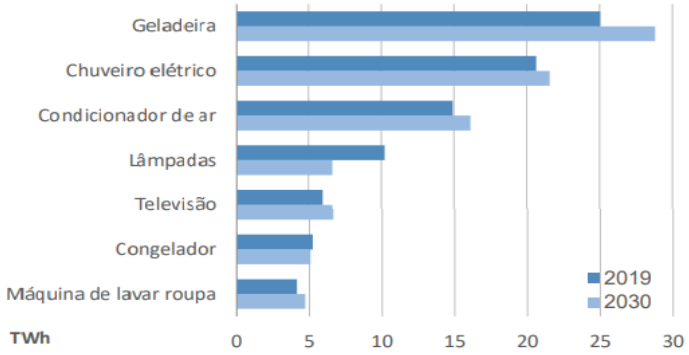


Figura 5 - Consumo de energia elétrica por equipamento residencial (TWh/ano)
Fonte: (PED 2030)

De acordo com as Pesquisas de Posse e Hábitos de Consumo de Energia (PPH), realizadas pelo PROCEL (2005; 2019) alguns equipamentos eletrodomésticos são resultado da jornada de trabalho das famílias, como por exemplo os chuveiros elétricos que tem elevado consumo de energia concentrado após o retorno de trabalho. O uso desse no horário de ponta faz se um candidato a ter o uso deslocado para período fora de ponta. Entretanto pode se tornar difícil esse deslocamento, devido a relação com a jornada de trabalho. Dessa forma, outras opções se fazem necessárias.

3.3 Sistema de aquecedor de água

Com novas tecnologias o aproveitamento da energia proveniente do Sol se torna-se mais eficiente a dia. O aproveitamento térmico desenvolveu-se para geração de energia elétrica ou redução do consumo. A energia solar térmica além de destinada ao aquecimento de água em residências podem ser eficientes em processos produtivos na indústria. O coletor solar, ou Aquecimento Solar – SAS, é feito de coletores instalados normalmente no teto das residências e sua função é aquecer a água por irradiação solar. Sua temperatura não chega a

100°C, um processo simples que demonstra ser economicamente interessante (EPE, 2016). O sistema de aquecimento solar (SAS) de água é composto pelos coletores solares e pelo reservatório térmico, local onde fica armazenada a água aquecida. Os SAS possuem equipamentos complementares de aquecimento, que podem ser de fonte energética ou gás, e que são ativados em períodos de baixa intensidade solar (PED 2030).

A implementação do sistema de aquecimento solar (SAS), acarreta benefícios para os consumidores, como redução do gasto total de energia, para o setor elétrico, com a redução do consumo de eletricidade da demanda de ponta em períodos críticos e as perdas técnicas do sistema, assim adiando investimentos em geração, transmissão e distribuição, e para o setor ambiental, devido se tratar de uma fonte de energia limpa, reduzindo a emissão de Gases (GEE) (PED 2030).

Segundo os estudos de demanda residencial da EPE, estima se que o total da área de coletores solares residenciais instalados no país atingiu por volta de 12 milhões de m² em 2019, o equivalente a 8,4 GWh. Nos últimos anos esse aumento é resultado de incentivo de políticas públicas, destacando a política de Habitação de Interesse Social (HIS), onde tornou-se obrigatório ou incentivaram o uso da tecnologia em determinadas tipologias. Como exemplo, estão a Lei N0 12.424, de 16 de julho de 2011, e a Portaria N0 325, de 7 de julho de 2011, do Ministério das Cidades. Com base na área total instalada, estima-se que em 2019 o número de domicílios com SAS tenha atingido 4,4 milhões de residências, e desse total 1,2 milhão de HIS85. (PED 2030).

O PED 2030 estima-se que em 2030 a quantidade de domicílios com tecnologia SAS poderá chegar perto de 8,1 milhões de unidade, totalizando quase 10 % do número total de domicílios estimados para 2030, a figura 6 a seguir é a projeção do número de domicílios com SAS (mil unidades).

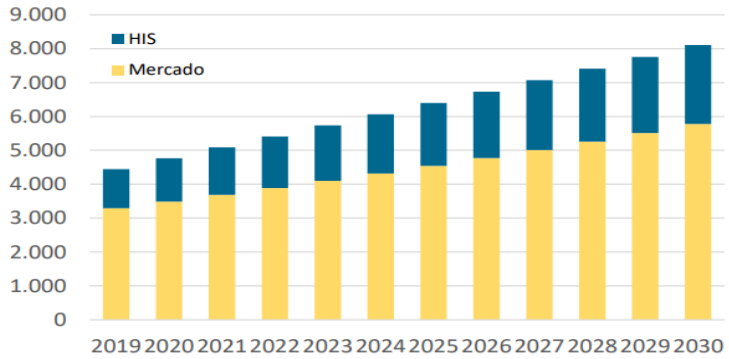


Figura 6 – Número de domicílios com SAS (mil unidades)
Fonte: (PED 2030)

Segundo PDE 2030, a substituição de chuveiros elétricos por SAS evita o consumo de energia elétrica nas residências devido à incorporou tanto evoluções demográficas quanto transições tecnológicas dos equipamentos. A figura 7 a seguir representa o consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água para banho no setor residencial (GWh).

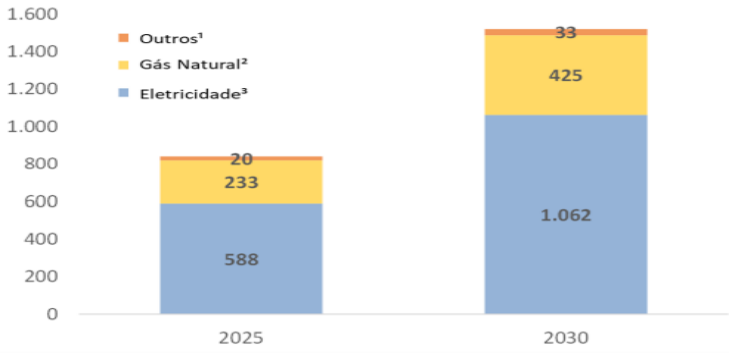


Figura 7 - Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água para banho no setor residencial (GWh)
Fonte: (PED 2030)

3.4 Tecnologia solar fotovoltaica

Além do calor, existem outras formas de se gerar energia através do Sol, por exemplo, através do efeito fotovoltaico. Energia solar fotovoltaica é a conversão dos fótons (partícula fundamental da luz) em energia elétrica. A

radiação do Sol ao entrar em contato com as placas fotovoltaicas que são feitas de silício estimulam uma agitação dos elétrons. Essa agitação gera uma corrente elétrica contínua. Atualmente a eficiência teórica na geração fotovoltaica de energia utilizando tecnologia fotovoltaica é de aproximadamente 25 % (ANEEL, 2014).

Segundo a metodologia para criação de séries horárias de geração distribuída fotovoltaica por subsistema fornecida pela EPE 2021 A figura 8 contém dados de 18 anos, com 365 dias que apresenta a distribuição dos dados de geração por hora e subsistema (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro Oeste e Sul.

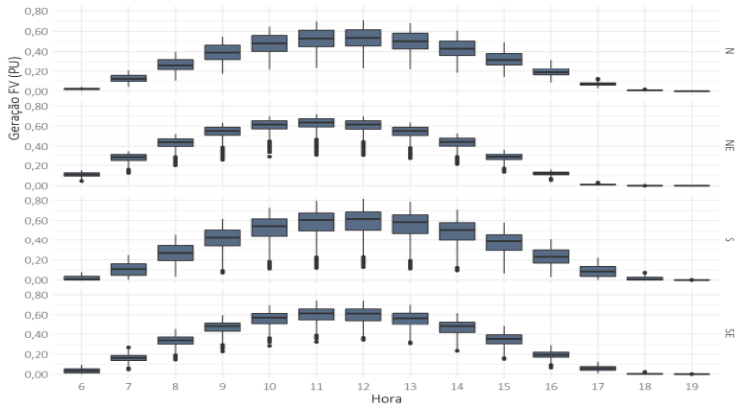


Figura 8 – Distribuição dos dados de geração por hora e subsistema
Fonte: EPE – 2021

Em outro gráfico apresentado pela EPE em 2021 apresenta uma comparação da base gerada para cada subsistema com as séries individuais para cada município. O exemplo figura 9 é para o mês de maio. A amostra foi gerada selecionando cada subsistema, de forma aleatória, 3 anos, 5 dias e até 10 municípios da base.

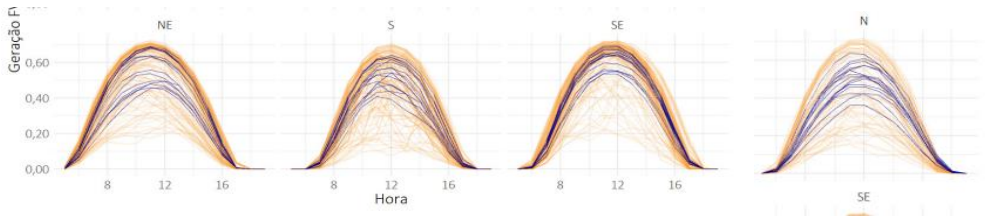


Figura 9 – Amostra de séries diárias de geração FV por município versus agregado por subsistema

Fonte: EPE – 2021

Segundo plano nacional de energia (PNE) 2050, espera-se uma expansão significativa da fonte solar fotovoltaica, a fonte solar fotovoltaica atinge aproximadamente entre 27 a 90 GW em termos de capacidade instalada e entre 8 a 26 GW médios em termos de energia em 2050. Na figura 10 a seguir mostra se a evolução esperada da expansão (centralizada) da solar PV no cenário desafio da expansão.

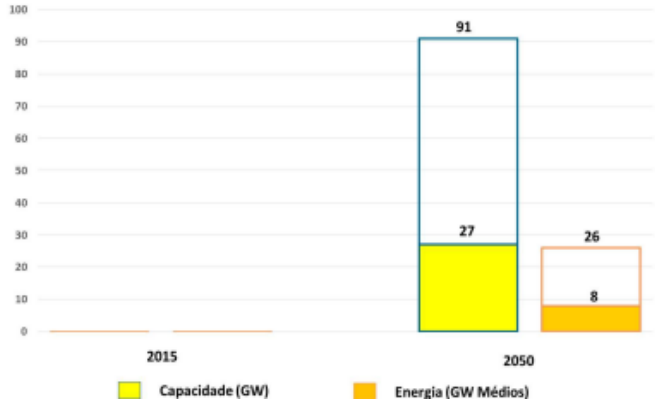


Figura 10 - Evolução esperada da expansão (centralizada) da solar PV no Cenário Desafio da Expansão.

Fonte: PNE 2050

4. DESENVOLVIMENTOS E RESULTADOS

Segundo o anuário de estatística de energia elétrica de 2020 realizado pela EPE, o consumo total anual de energia elétrica do país é de 475.648 GWh (EPE, 2020). Ainda conforme o documento, o setor residencial representa cerca de 31,15% de energia elétrica total do país. Através desses dados representa-

se a quantidade aproximada de energia consumida do setor residencial no país naquele ano por (3).

$$475.648 \text{ GWh} \times 0{,}3115 = 148.173 \text{ GWh} \quad (3)$$

Obtendo o valor aproximado do consumo residencial durante um ano no Brasil, consequentemente se obtém o valor aproximado do consumo de energia elétrica residencial do Brasil em um mês equação (4) e em um dia equação (5).

$$\frac{148.173}{12} = 12.347{,}75 \text{ GWh} \quad (4)$$

$$\frac{12.347{,}75}{30} = 411.591{,}66 \quad \text{MWh} \quad (5)$$

Segundo o EPE em 2020, estima-se que 21% de toda energia elétrica entregue às residências brasileiras é direcionada para aquecer a água para banho (PED, 2020). Com base nesses estudos, através da equação (6) se obtém a estimativa de consumo diário de energia pelos chuveiros elétricos no Brasil:

$$411591{,}66 \times 0{,}21 = 86.434{,}25 \text{ MWh} \quad (6)$$

Na curva diária residencial característica da região sudeste, segundo estudo feito pelo EPE, é possível identificar dois picos de consumo (A - sete horas – 270 MWh e B - 20h - 470 MWh) representado na Figura 11 a seguir.

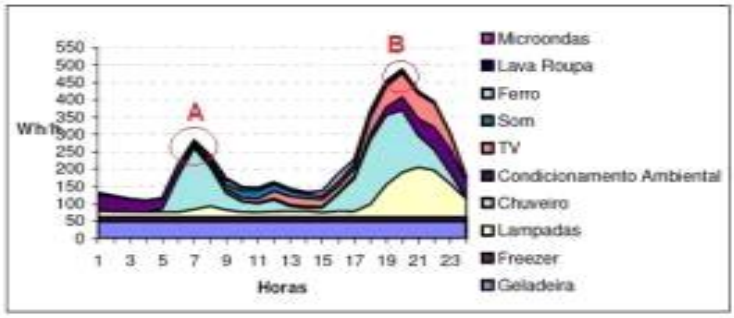
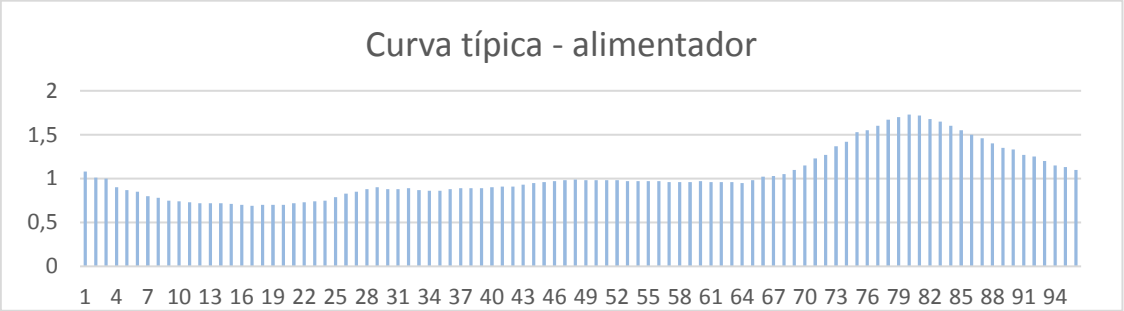


Figura 11 - Curva diária média da região sudeste. Fonte: (EPE 2013)

Pode se notar que o maior causador do pico na curva de carga figura (11) é o chuveiro elétrico, através desse gráfico foi feito uma estratificação

Para dados mais atualizados foi feito uma estratificação da curva de demanda típica residencial baseada na curva da EPE 2020 figura (3) e em seguir e respectivamente a estratificação gráfica (2).

Gráfico 2 - Estratificação

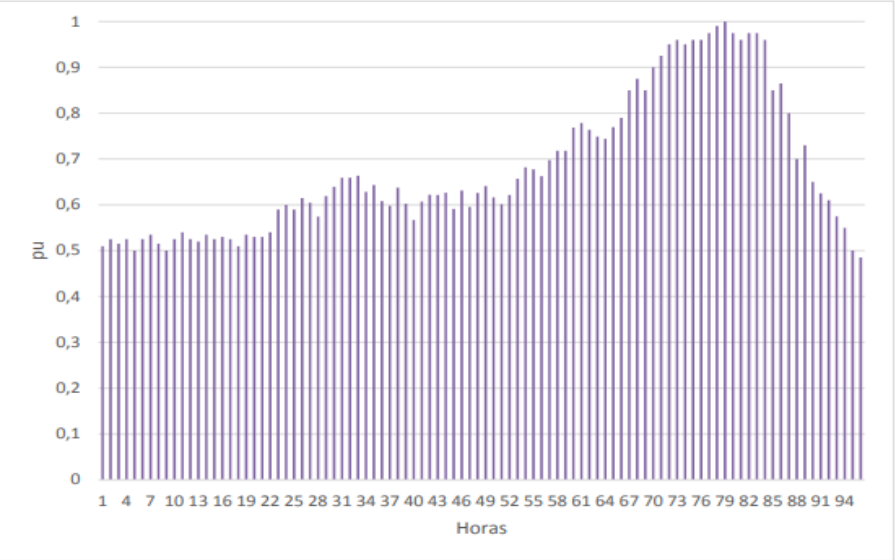


Na sequência, considerando que o comportamento médio típico do país fosse aquele apresentado pela EPE 2020 (Figura 11), extraímos desta curva a parcela correspondente ao chuveiro elétrico supondo a curva típica apresentada no gráfico (3). Com isso, obtivemos a que representaria a demanda de um alimentador típica num sistema elétrico com a substituição em larga escala do chuveiro elétrico pelo Aquecimento Solar de Água.

Gráfico 3 – Típica do alimentador com aplicação do Sistema de aquecimento Solar de Água

Na sequência, fez-se procedimento similar, porém analisando o sistema como um barramento típico com fonte penetração solar, com capacidade de gerar energia equivalente aquela consumida pelos chuveiros elétricos. Com isso, obtém-se a curva apresentada no gráfico (4).

Gráfico 4 – Curva típica do alimentador com aplicação de Geração Fotovoltaica- PV



Finalmente, é possível se obter o fator de carga esperado em cada cenário.

Cenário A: Fator de carga de um perfil típico residencial num dia útil (a) das campanhas de medição um alimentador.

$$FC = \frac{DMed}{DMax} = \frac{3319{,}0}{5536{,}0} = 0{,}5995 \quad (7)$$

Para o cenário B: Fator de carga de um perfil típico residencial num dia útil (a) das campanhas de medição um alimentador com implementação do Sistemas de aquecimento de água.

$$FCSas = \frac{DMed}{DMax} = \frac{0{,}94}{1{,}24} = 0{,}7553 \quad (8)$$

E por fim cenário C: Fator de carga de um perfil típico residencial num dia útil (a) das campanhas de medição um alimentador com aplicação de Geração Fotovoltaica- PV

$$FCPv = \frac{DMed}{DMax} = \frac{0{,}68}{1} = 0{,}68 \quad (9)$$

5. CONCLUSÃO

A colaboração da geração de energia solar para o sistema elétrico é significativa. Os meios de se obter energia solar são variáveis e o estudo destas colaboram para tomadas de decisões a nível de planejamento estratégico do sistema. É preciso meios viáveis para a redução do pico da curva de demanda, este pico implica em gastos financeiros que prejudicam todo um sistema.

Foram apresentadas a colaboração de duas fontes de energia solar para homogeneizar uma curva de carga residencial do Brasil. Concluindo que entres as duas soluções apresentadas, o aquecedor solar apresentou melhor resultado. Pelo seu fator de carga mais próximo de 1 representa uma melhor eficiência energética, melhor aproveitamento da energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Energia Solar – 3.2 Radiação Solar – Figure 3.2. Acesso: 02 dez. 2014 Online. ELETROBRÁS. Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015, Abril de 1994. EPE. Energia solar. Disponível em: Acesso em: 10 ago. 2016 EPE. Energia solar. Disponível em: < file:///C:/Users/MartinsNOT/Downloads/EPE> Acesso em: 10 ago. 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Energia Solar – 3.2 Radiação Solar. Acesso: 23/10/2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Plano Decenal e Expansão de Energia PED 2030: Ano base 2020 . Disponível em < https://ped.epe.gov.br >. Acesso em mar/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Plano Nacional e Expansão de Energia PND 2050: Ano base 2020 . Disponível em < https://ped.epe.gov.br >. Acesso em mar/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Balanço Energético Nacional (BEN) 2020: Ano base 2019. Disponível em < https://ben.epe.gov.br >. Acesso em mar/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Balanço Energético Nacional (BEN) 2016: Ano base 2015, 2016. Disponível em < https://ben.epe.gov.br >. Acesso em mar/2017.

M.S.NEVES “Modelagem de carga e, sistema de energia elétrica. Modelo matemático e sua validação com teste de campo” programa de pós-graduação, UFJF, Juiz de fora, 2008. MCT. Tecnologias Disponíveis. Ministério da Ciência e Tecnologia. Acesso em: 10 ago. 2016.

VIANA Augusto Nelson Carvalho, et al. Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações. Elektro, UNIFEI, Excen e Fupai, 1ª edição – Campinas SP, 2012.

ANÁLISE DO IMPACTO DO DESCARTE DE LÂMPADAS LED NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA DE MOSSORÓ/RN

Pablo Preston Queiroz Leite Batista[1], Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella[1]

[1]*Universidade Federal Rural do Semi-Árido*

RESUMO

A prefeitura da cidade de Mossoró-RN iniciou em 2018 um projeto de substituição das luminárias utilizadas na iluminação pública da cidade, por modelos do tipo LED. O presente trabalho tem como objetivo analisar o impacto do descarte das luminárias de LED e suas consequências e desdobramentos. Utilizou-se na metodologia, a normatização empregada e o planejamento da prefeitura da cidade para o descarte futuro dessas luminárias, utilizando como principais referências o Plano Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) e o Manual de Gerenciamento Integrado de Resíduos Sólidos da Iluminação Pública. Como resultado observou-se que o emprego das luminárias de LED pode gerar o descarte de cerca de 51.800 luminárias até o ano de 2050, que representa um montante quase quatro vezes menor que as luminárias tradicionais poderiam gerar no mesmo período.

Palavras-chave: Iluminação pública; LED; Eficiência energética; Descarte de resíduos sólidos.

ABSTRACT

The city hall of the city of Mossoró-RN started in 2018 a project to replace the luminaires used in public lighting in the city, with LED-type models. The present work aims to analyze the impact of the disposal of LED luminaires and its consequences and deployment. The methodology used was the standardization used and the planning for the future disposal of these luminaires, using as main references the National Solid Waste Plan (PNRS) and the Manual for Integrated Management of Solid Waste from Public Lighting. As a result, it was observed that the use of LED luminaires can generate the disposal of about 51,800

luminaires by the year 2050, which represents an amount almost four times smaller than traditional luminaires could generate in the same period.
Keywords: Street lightning; LED; Energy Efficiency; Solid Waste Disposal.

1. INTRODUÇÃO

Diante do desenvolvimento da tecnologia de LED's (*Ligth Emitting Diodes*), tem se observado nos últimos anos uma intensificação no incentivo para que as concessionárias de energia busquem otimizar seus sistemas de iluminação pública. Como consequência disso, estima-se que os resíduos sólidos gerados por substituições de luminárias de iluminação pública podem ser prejudiciais ao meio ambiente e à saúde humana, se feito de forma inadequada.

Na cidade de Mossoró/RN, a substituição das luminárias de iluminação pública por tecnologias de LED teve seu início no ano de 2018 e estima-se que até o mês de junho de 2021 cerca de 41% da iluminação pública da cidade já tenha sido substituída. Pelo exposto, este trabalho visa analisar os planos de descarte das luminárias de LED que estão sendo instaladas atualmente no sistema de iluminação pública da cidade de Mossoró-RN, tendo como base as legislações e recomendações atuais, visto que, por se tratar de uma tecnologia nova, ainda não há uma normatização completa acerca do descarte dos resíduos sólidos desses equipamentos.

2. ILUMINAÇÃO PÚBLICA BRASILEIRA

O último levantamento dos tipos de lâmpadas empregadas na iluminação pública brasileira foi feito pela Eletrobrás em 2012 (WBG, 2016) e a distribuição evidenciava a ínfima participação das luminárias de LED na matriz do sistema de iluminação público nacional. Apesar disso, o relatório do PROCEL 2020 (ELETROBRAS, 2021) indica que quase 90% das luminárias públicas de LED do país foram instaladas a partir de 2016, o que demonstra a ampla expansão da tecnologia que vem ocorrendo recentemente.

2.1 Programas e Legislações de Incentivo à Eficiência Energética

O desenvolvimento das tecnologias de lâmpadas de LED, possibilitou aumento na eficiência energética dos sistemas de iluminação pública, que, no Brasil, utiliza predominantemente lâmpadas menos eficientes, como as de vapores metálicos. Diante disso, o Governo Federal e demais órgãos responsáveis, desenvolveram métodos e programas para incentivar a substituição das lâmpadas de iluminação pública convencionais por lâmpadas de LED.

2.1.1 - Portaria N° 20 – Inmetro

Publicada em 15 de fevereiro de 2017, a Portaria nº 20 do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) foi elaborada tendo como principal objetivo estabelecer requisitos mínimos de desempenho e eficiência de luminárias de iluminação pública viária dos tipos de descarga e LEDs (BRASIL, 2021). Com a criação desta portaria, todas as luminárias de iluminação pública deveriam ser submetidas aos testes de qualidade e eficiência do Inmetro, devendo estas, portanto, possuírem o selo ENCE (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia).

2.1.2 - Procel Reluz

O PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica) foi criado em 30 de dezembro de 1985, pela Portaria Interministerial nº 1.877, visando o estímulo ao uso eficiente de energia elétrica. Este programa é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) e é executado pela Eletrobrás. Na edição de 2021 do Relatório PROCEL, foi publicado o Manual de Gerenciamento Integrado de Resíduos Sólidos da Iluminação Pública, que visa servir de guia para orientação dos gestores quanto aos riscos de agressão ao meio ambiente e à saúde humana decorrentes do manejo, armazenamento, transporte e destinação final dos equipamentos de iluminação pública e seus resíduos (ELETROBRAS, 2021a).

Segundo o Manual de Gerenciamento Integrado de Resíduos Sólidos da Iluminação Pública (ELETROBRAS, 2020), grande parte dos componentes das luminárias de iluminação pública são classificados como perigosos, como as luminárias de LED, relés fotocontroladores, reatores e cabos, por exemplo.

2.1.3 - Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS)

Instituída em 02 de agosto de 2010, a Lei N° 12.305 tem por objetivo principal regulamentar principalmente o que tange a gestão integrada e o gerenciamento dos resíduos sólidos, incluindo os processos de manutenção, aquisição e descarte (BRASIL, 2021b). A partir da criação desta lei, todos os componentes dos sistemas de iluminação pública foram classificados como resíduos sólidos.

3. METODOLOGIA

Este estudo foi realizado em duas etapas, sendo a primeira delas a coleta das informações acerca da substituição das luminárias de iluminação pública na cidade de Mossoró por luminárias de LED e da forma de descarte adotada. Na segunda etapa foi realizada a análise das informações acerca do descarte de resíduos sólidos de acordo com a literatura, dando enfoque nas orientações contidas em (ELETROBRAS, 2020), assim como projetar cenários futuros com base nas políticas de substituição empregadas atualmente, de modo a estimar os cenários futuros que podem ser faceados devido à adoção ou não de práticas adequadas. Na cidade de Mossoró, a manutenção e operação do sistema de iluminação pública é de responsabilidade da Secretaria de Infraestrutura, Meio Ambiente e Urbanismo, e Serviços Urbanos - Prefeitura Municipal de Mossoró[1] (SEMIRUB - PMM).

Em contato realizado em julho de 2021 com o setor de iluminação pública na sede da SEMIURB – PMM, foi informado que atualmente na cidade de

[1] A obtenção dos dados e informações foi realizada através de contatos via e-mail e visitas presenciais à sede da SEIMURB – PMM.

Mossoró existem cerca de 42.000 pontos de iluminação pública instalados. Destes, 17.282 pontos, que representam cerca de 41,15% do total estimado, já são atendidos por luminárias com a tecnologia LED. Considerando que a substituição em massa das luminárias na cidade ocorreu a partir do início do ano de 2018, houve a instalação média de cerca de 5.000 pontos de iluminação por ano até o início de 2021.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção serão analisadas e discutidas as informações obtidas durante os contatos realizados com a SEMIURB – PMM de julho até outubro de 2021, assim como prospectar cenários que podem ser enfrentados com a substituição das luminárias.

4.1 Cenário e projeções da substituição de lâmpadas na cidade de Mossoró

Segundo a SEMIURB – PMM[2], a perspectiva de substituição para os próximos anos é que sejam instaladas 10.000 luminárias LED até o fim de 2021, mais 12.000 luminárias em 2022 e mais 15.000 luminárias em 2023, de forma que todos os pontos de iluminação pública da cidade sejam atendidos por luminárias de LED. Segundo a Portaria N° 20 de 15 de fevereiro de 2017 do INMETRO, em sua Tabela 7 da seção B.6.2.2.3, a vida útil mínima das luminárias com tecnologia LED deve ser de 50.000 horas, que representa cerca de doze anos e meio (12,5 anos) para que o fluxo luminoso das lâmpadas seja preservado a 95,8% de sua capacidade nominal.

As luminárias de LED que estão sendo instaladas atualmente na cidade possuem vida útil nominal de 102.000 horas. Considerando que as lâmpadas operam no período compreendido entre as 18h da tarde às 05 horas da manhã, totalizando 11 horas de operação por dia, as 102.000 horas de vida útil nominal das luminárias atualmente empregadas representam aproximadamente 25 anos

[2] Disponível em: https://www.prefeiturademossoro.com.br/noticia/mossoro-iluminada-prefeitura-instalou-mais-de-7-mil-luminarias-de-led-neste-ano. Acesso em: 27 Out. 2021.

e 5 meses, e com base na informação de que as luminárias de LED começaram a ser instaladas intensivamente a partir do ano de 2018, estima-se que o início do descarte em massa das luminárias com tecnologia LED que vêm sendo instaladas na cidade de Mossoró se dará por volta do ano de 2043, e deve se estender por cerca de 6 anos até o ano de 2048.

Ainda de acordo com esse dado, estima-se que o ciclo de substituição intensiva pode ocorrer periodicamente a cada 25 anos, e se estendendo ao longo de seis anos. Apesar disso, é natural que ocorram substituições nos demais anos, devido a defeitos, danos e outros problemas que podem implicar na substituição precoce de algumas luminárias. Também é possível que as luminárias durem mais do que os cerca de 25 anos nominais declarados. Com base na vida útil dos equipamentos utilizados e desconsiderando efeitos de substituições imprevistas devido a outros fatores, o gráfico da Figura 1 (Autoria própria) foi elaborado.

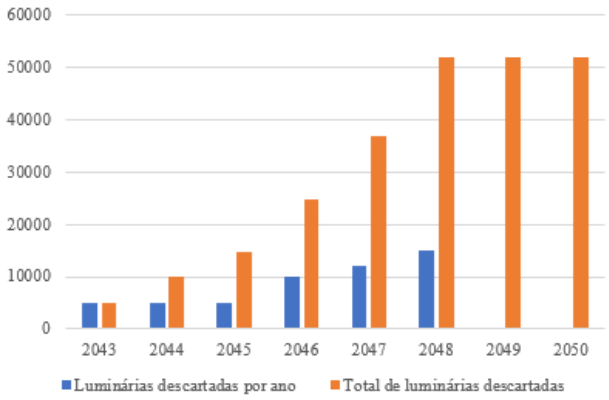


Figura 1 – Projeção do descarte das luminárias led

A Figura 1 mostrou o cenário da quantidade de luminárias que devem ser descartadas pelo município de Mossoró até meados do ano de 2050. Através dele, pode se prever que o montante de luminárias descartadas devido à sua vida útil, pode ultrapassar 51.800 unidades. Caso houvesse sido adotada um modelo de luminária que se limitasse à vida útil mínima estabelecida pela

Portaria N° 20 de 15 de fevereiro de 2017 do INMETRO, poderia ser projetado um cenário de descarte como o exibido na Figura 2 (Autoria própria).

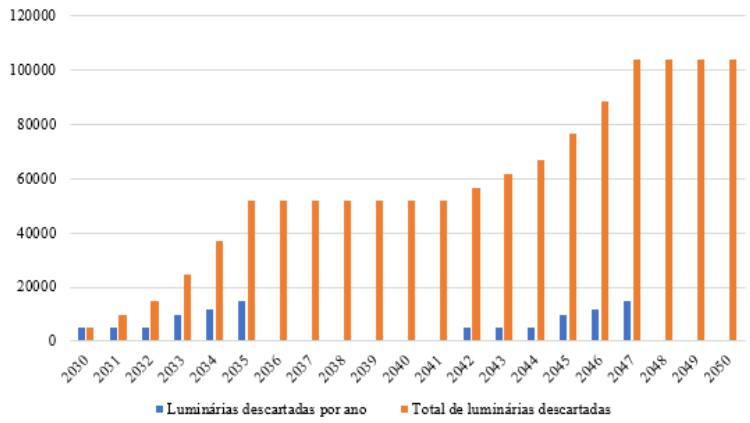


Figura 2 – Projeção do descarte das luminárias de led com requisitos mínimos

Nota-se que, na Figura 2, que caso o município de Mossoró tivesse optado por um modelo mais simples de luminárias de LED, a vida útil desses equipamentos e consequentemente o ciclo intenso de descarte seria de cerca de 12 anos e meio (50.000 h), com duração de 6 anos, logo poderiam haver mais de 113.500 descartes até o ano de 2050, representando mais que o dobro de descartes, em um mesmo período, que o cenário anterior.

Em outro cenário prospectado, supondo que a substituição das luminárias não fosse direcionada à instalação de LED's, poderiam ser utilizadas luminárias com lâmpadas de vapor de sódio, que são tecnologias muito utilizadas atualmente na iluminação pública. O modelo adotado para a análise foi o LAVSE27OVL70 da fabricante G-light, que possui potência nominal de 70W e vida útil de 28.000h[3]. Utilizando o dado de vida útil desse modelo, foi elaborado o gráfico da Figura 3 (Autoria própria), que demonstra a quantidade de descartes que poderiam ser feitos, no mesmo período que a análise anterior, caso fossem utilizadas lâmpadas de vapor de sódio. Observou-se que até o ano de 2050, caso

[3] Disponível em: <https://www.glight.com.br/produto/793/lampadas-vapor-de-sodio/3151/lamp-sodio-70w-220v-oval-e27-leitosa >. Acesso em: 06 Nov. 2021.

fossem instaladas as mesmas quantidades de luminárias que o esperado para o plano atual da prefeitura, mas com tecnologia de vapor de sódio, o total de descartes poderia ser de mais de 192.200 unidades, o que representa quase 4 vezes mais descartes que as luminárias de LED adotadas atualmente.

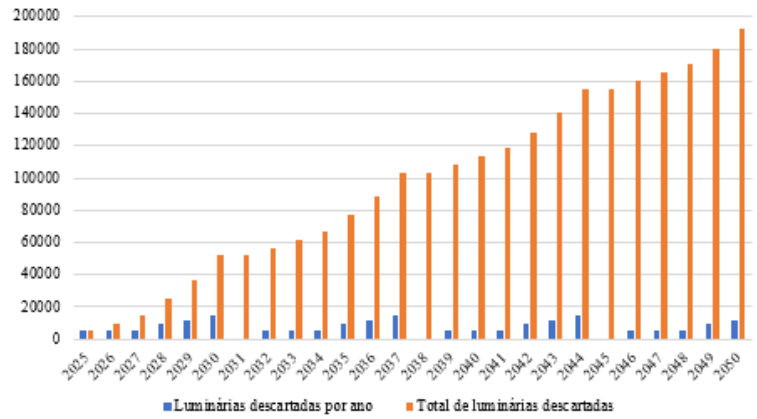


Figura 3 – Projeção do descarte das luminárias vapor de sódio

Através das Figuras 1, 2 e 3, pôde-se comprovar que o impacto da utilização de luminárias com vidas úteis distintas é notório tanto a curto quanto a longo prazo. No caso das luminárias que estão sendo adotadas atualmente (*vide* Figura 1), o descarte em massa pode ser iniciado somente por volta do ano de 2043, mas caso houvesse o emprego de luminárias com vida útil de 50.000 h, o início poderia ser por volta do ano de 2030 (*vide* Figura 2), e no caso do emprego de luminárias de vapor de sódio (*vide* Figura 3), já poderiam haver descartes em massa no ano de 2025. Também nota-se que a frequência de descartes ao longo dos anos cresce à medida que a vida útil das luminárias diminui, o que traz consequências financeiras negativas ao município, que precisa investir constantemente na aquisição de novas lâmpadas e luminárias, além da mão de obra, transporte e equipamentos que são necessários para desinstalar, reinstalar, transportar e armazenar as lâmpadas.

O resultado comparativo dos cenários mostrados está exposto na Tabela 1 que explicita a importância da utilização de lâmpadas mais eficientes e

duráveis, para reduzir o volume de descartes e a quantidade de despesas a curto e longo prazo.

Tabela 1 – Comparação entre a utilização de lâmpadas com tecnologia e vida útil distintas

Tecnologia	Vida útil (h)	Média anual de descartes	Total de descartes até 2050	Porcentagem de Substituição
LED	102.000	1.993	51.813	100%
LED COMUM	50.000	3.986	103.626	200%
VSAP[4]	28.000	7.394	192.253	371%

4.2 Perspectivas para o descarte das luminárias de LED

Os impactos causados pelo descarte das luminárias atualmente empregadas não deverão ser sentidos a curto prazo, pois a expectativa é que o ínicio se dê por volta do ano 2043, porém devido ao volume de luminárias instalado em curto espaço de tempo, o descarte não se limitará a esse período, pois as luminárias continuarão sendo substituídas com o passar do tempo, caso seja mantido o emprego de LEDs nas próximas décadas.

Haja vista que a substituição das luminárias ocorreu mais intensivamente nos últimos anos, ainda foram poucas as unidades que precisaram ser substituídas, inclusive por ainda estarem no período de garantia. Apesar disso, a SEMIURB informou que a responsabilidade sobre o descarte dessas luminárias está incumbida à empresa fabricante, que se localiza na cidade de São Paulo-SP, o que está de acordo com o estabelecido no PNRS. Devido à política de retorno dos resíduos para as empresas fabricantes, os impactos ambientais causados pelo descarte das luminárias não serão tão significativos a nível local na cidade de Mossoró, mas nota-se que os locais onde são fabricados esses tipos de equipamentos podem sofrer agressões com a ocorrência de destinações finais inadequadas.

[4] Vapor de Sódio Alta Pressão.

Uma vez que o descarte das luminárias está associado à contratação de terceirizadas, a prefeitura deve exigir que a empresa atualmente responsável tenha controle sobre todas as etapas de registro dos resíduos de iluminação, coleta dos certificados de tratamento e controle dos dados. Tudo isso deve ser repassado ao setor da prefeitura responsável por acompanhar o processo de descarte.

4.3 Alternativas para a realização de descarte adequado

O controle e estruturação do processo de descarte correto de todos os componentes das luminárias deve ser feito com bases bem definidas e de acordo com as definições da PNRS. Apesar de ainda não ser exigido oficialmente, a implementação de uma logística reversa no descarte das luminárias de LED apresenta aspectos que são vantajosos para o correto gerenciamento dos resíduos gerados. A SEMIURB - PMM pode atuar neste processo investigando os motivos que levaram à necessidade de substituição, a fim de mitigar problemas recorrentes de substituições em determinados pontos da cidade, pois em termos de manutenção, há a possibilidade de realizar testes em laboratórios nos equipamentos internos, ao se constatar um ponto de iluminação defeituoso, o que abre margem para a substituição ou reparação dos equipamentos internos defeituosos dessas luminárias, evitando uma troca dos corpos completos. Com isso, é possível a realização de manutenções corretivas e preditivas nos locais que ocorrem estes defeitos, reduzindo os custos com substituição de equipamentos.

Após a constatação de defeitos, deve haver o provimento de um ambiente adequado para o armazenamento destas unidades, para que, caso seja possível, elas permaneçam em condições adequadas para se realizar as manutenções, ou ainda de serem coletadas para descarte de forma correta. Nesta etapa de armazenamento, é importante que haja o controle dos quantitativos e das localidades que ocorreram defeitos, sugere-se que seja adotada uma plataforma online, para minimizar os riscos de perdas de dados e informações durante as trocas de gestões da prefeitura. A adoção de uma

plataforma também poderia ser utilizada para o acompanhamento dos processos de descarte, logo, a SEMIURB – PMM poderia exigir certificados e comprovantes sobre as etapas de coleta, transporte, acondicionamento e descarte dos resíduos, a partir dos quais, poderia se comprovar a conformidade nos processos.

As medidas acima visam o desenvolvimento de ações para a redução do descarte precoce dos materiais, pois ao se analisar as unidades defeituosas, podem ser aplicados filtros durante a fase de análise e aquisição das luminárias, de forma que sejam priorizadas as que atendam aos requisitos técnicos mínimos e apresentarem menor potencial de agressão ao meio ambiente e à saúde humana. Também é visada a comprovação, através de documentos armazenados de forma segura e online, da fiscalização das etapas do descarte, que podem ser úteis para o controle interno da prefeitura, além de ser um método de atestar a conformidade e ser um meio de consulta para a população geral e agentes fiscalizadores, de modo a manter a transparência fiscal contra possíveis acusações judiciais e problemas ambientais.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante dos cenários projetados, ficou visível que a utilização de LED's na iluminação pública, e ainda mais, a utilização de LED's com parâmetros de desempenho superiores ao mínimos estabelecidos, principalmente se tratando da vida útil das lâmpadas, impacta positivamente no volume de resíduos sólidos gerados a curto e longo prazo, o que, inevitavelmente, impacta também financeiramente no orçamento dos municípios, visto que a ciclicidade de descartes e novas aquisições têm periodicidade reduzida.

Apesar disso, com o emprego de tamanha quantidade de luminárias de LED em um curto espaço de tempo, presume-se que futuramente ainda haverá um descarte em massa dessas luminárias, e caso esta tecnologia se estabeleça no setor de iluminação pública, futuramente poderá haver uma ciclicidade desse descarte. Foi verificado que o descarte está sob responsabilidade da empresa fabricante das luminárias, que se localiza no município de São Paulo, o que

reforça a necessidade de haver um plano de gestão, fiscalização e controle, por parte do município de Mossoró, de todos processos envolvidos no descarte desses resíduos com base nas normas e legislações vigentes, principalmente o PNRS.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Portaria n° 10, de 15 de fevereiro de 2017. Define as regras para certificação de Luminárias para Iluminação Pública Viária. Disponível em: <https://abilux.com.br/docs/Portaria20-Inmetro-Luminarias-IluminacaoPublicaViaria.pdf>. Acesso em: 27 out 2021a.

BRASIL. Lei n° 12.305 de 02 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm> Acesso em: 28 out 2021b.

ELETROBRAS. Manual de gerenciamento integrado de resíduos sólidos da iluminação pública. Rio de Janeiro: Procel Reluz, 2020.

ELETROBRAS. “Resultados PROCEL 2021. Ano base 2020.” Disponível em:

<http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2021/>. Acesso em: 27 out. 2021.

WORLD BANK GROUP. “Iluminando Cidades Brasileiras: Modelos de Negócio para Eficiência Energética em Iluminação Pública.” Edição do Seminário, 01 jun. 2016.

IMPACTO NOS RESULTADOS DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DA ALTERAÇÃO DOS PARÂMETROS DE AVERSÃO AO RISCO DO CVAR PARA O ANO DE 2021

Diana Vanessa Lopez Maldonado[1,2]; Rafael Jose de Andrade[1]

[1]ITAIPU Binacional; [2]Universidade Federal da Integração Latino Americana

RESUMO

A evolução das condições do Sistema Elétrico Brasileiro tem levado a uma dependência cada vez maior das condições climáticas. A precipitação em algumas das principais bacias tem se mostrado significativamente abaixo da média histórica. Em consequência, as afluências a essas usinas também têm se situado abaixo da média histórica, apresentando em algumas delas para 2021 o pior valor de todo o histórico. Para contornar a crise, houve uma maior necessidade de acionamento das termoelétricas, além de importação e de um conjunto de flexibilizações de restrições operativas. Para propiciar uma maior segurança no suprimento de energia, o modelo NEWAVE utiliza o CVaR, onde é considerado o custo dos cenários hidrológicos mais severos. Uma dificuldade dessa metodologia é a determinação dos parâmetros do CVaR (α,λ). Este trabalho tem como finalidade estimar o impacto da alteração desses parâmetros, dos atuais (50,35) para (50,100). Será avaliada a geração hidroelétrica, despacho térmico e CMO para as semanas operativa de 2021, comparado com o despacho térmico efetivamente realizado no ano.

Palavras-chave: Modelos de Planejamento; Otimização, NEWAVE; CVaR; Despacho Térmico.

ABSTRACT

The evolution of the conditions of the Brazilian Electric System has led to an increasing dependence on climatic conditions. Precipitation in some of the main basins has been significantly below the historical average. As a result, inflows to these plants have also been below the historical average, with some of them

showing the worst value in all history for 2021. To overcome the crisis, there was a greater need to dispatch thermoelectric plants, in addition to imports and a set of flexibilization of operational restrictions. To provide greater security in the energy supply, the NEWAVE model uses CVaR, where the cost of the most severe hydrological scenarios is considered. One difficulty of this methodology is the determination of the CVaR parameters (α,λ). This paper aims to estimate the impact of changing these parameters, from the current (50,35) to (50,100). The hydroelectric generation, thermal dispatch and CMO for the 2021 operating weeks will be evaluated, compared to the thermal dispatch effectively carried out in the year.

Keywords: Planning Models; Optimization, NEWAVE; CVaR; Thermal Dispatch.

1. INTRODUÇÃO

Durante os últimos 20 anos o mundo vem experimentando perda de armazenamento de água terrestre de aproximadamente 1cm por ano (WNO, 2021). A mudança climática e o crescimento da população têm gerado um aumento de enchentes, secas mais severas e outras dificuldades. Como consequência desse fato, em 2018 aproximadamente 3,6 bilhões de pessoas no mundo não tiveram acesso adequado à água potável e segundo a Organização Meteorológica Mundial (*World Meteorological Organization* - WMO) em 2050 esse número poderia aumentar a 5 bilhões de pessoas (UN, 2021). Nesse contexto, a WMO propôs uma série de medidas visando melhorar aspectos como: manejo de água, aumento do investimento e integração das políticas hídricas e climáticas (NUB, 2021).

A evolução das condições do Sistema Elétrico Brasileiro tem levado a uma dependência cada vez maior das condições climáticas. Além disso, a expansão hidroenergética vem sendo feita através de usinas sem capacidade de regularização. Assim, os recursos disponíveis devem ser otimizados, que no caso das usinas hidroelétricas corresponde ao melhor uso da água.

A matriz elétrica do Brasil é majoritariamente renovável, com grande participação de hidroelétricas, que em 2021 representaram 65,2% do total

gerado (EPE, 2021). Ao longo dos últimos anos, a precipitação em algumas das principais bacias hidrográficas integrantes do Sistema Interligado Nacional Brasileiro - SIN-BR tem se mostrado significativamente abaixo da média histórica. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega a alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorre em média em um ano nessas regiões. Em consequência, as vazões afluentes a essas usinas também têm se situado abaixo da média histórica, apresentando em algumas delas para 2021 o pior valor de todo o histórico (ONS, 2021).

A pandemia do COVID-19 impôs uma redução do consumo de energia elétrica em 2020, por conta das restrições de circulação. Com o avanço da vacinação as atividades econômicas começaram a ser retomadas, em especial a partir de maio de 2021 com impacto na demanda do sistema (GESEL, 2022).

Para contornar a crise hídrica e a elevação da carga, houve maior necessidade de acionamento das centrais termoelétricas, que em 2021 passaram a representar o 21% do total, quando dois anos antes (pré-pandemia e crise hídrica) elas representavam apenas 13% (CNN, 2021). O efeito imediato dessa ação foi a elevação do preço da energia elétrica (Jornal da USP, 2021).

1.1 Ações do Brasil frente a crise hídrica

Diante do contexto hidrológico desfavorável, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, em reunião extraordinária realizada em 16.10.2020, visando preservar os recursos armazenados, autorizou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS despachar geração termoelétrica, fora da ordem de mérito, por garantia de segurança energética e importação de energia sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai (CMSE, 2020).

O governo brasileiro criou em 28.06.2021 a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética - CREG de forma a fortalecer a governança para o enfrentamento da crise hídrica, estabelecendo a articulação necessária entre os órgãos e entidades envolvidas (DOU, 2021).

Foram implementados pelo ONS um conjunto de flexibilizações de restrições operativas, de defluência mínima em algumas usinas hidroelétricas, em especial para as localizadas na bacia do rio Paraná (ONS, 2021).

Ao final de 2021 e início de 2022 houve uma melhora no cenário hidroenergético, levando os níveis de armazenamento a valores menos críticos. Tal resultado foi efeito das medidas adotadas de combate à crise hídrica, das maiores precipitações e o do início do período úmido dentro do prazo histórico esperado. A CREG acabou encerrando seus trabalhos ao final de 2021 (CREG, 2021).

1.2 Modelos de Planejamento da Operação

As instituições do sistema elétrico brasileiro, tais como ONS, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e a Câmara de Comercialização de energia Elétrica - CCEE, utilizam os modelos de planejamento da operação NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que são sistemas de otimização para planejamento de despacho hidrotérmicos a horizonte de médio, curto e curtíssimo prazos, respectivamente. Tais modelos visam determinar a estratégia de geração hidrotérmica, com a finalidade de atender à demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação (DE ANDRADE, 2019).

Com a finalidade de propiciar uma maior segurança no suprimento de energia, o NEWAVE utiliza o CVaR (*Conditional Value at Risk*), onde é adicionado à função objetivo uma parcela referente ao custo dos cenários hidrológicos mais severos (CEPEL, 2021).

O CVaR possui dois parâmetros de ajuste (α, λ):

- Parâmetro (α): Percentual do total dos cenários de um período, de custo mais elevado, que será considerado com custo adicional na função objetivo (CEPEL, 2021);
- Parâmetro (λ): Peso (em percentual) da parcela adicional que será considerada na função objetivo, referente ao custo esperado dos (α) cenários mais críticos (CEPEL, 2021).

Uma dificuldade importante dessa metodologia é a determinação do valor dos parâmetros α e λ. A política de operação se torna tanto mais avessa ao risco quanto mais o valor de λ se aproximar de 100%, e quanto mais o percentual α se aproximar de zero (MACEIRA, 2012).

2. METODOLOGIA

No trabalho foram comparados os resultados das revisões “0” do Programa Mensal de Operação Energética - PMO de todos os meses de 2021 (ONS-PMO, 2021), com os parâmetros do CVaR (50,35) originais, com aqueles modificados (50,100). Os resultados do NEWAVE foram utilizados para uma nova rodada do modelo DECOMP. Ao fazer a modificação não houve convergência do caso para alguns meses do ano, sendo necessário realizar flexibilizações para que estes fossem viáveis.

Destaca-se que o comparativo se limitou aos resultados do DECOMP, não sendo avaliados os resultados do modelo DESSEM.

3. RESULTADOS

A fim de avaliar as modificações foram realizadas comparações em termos de geração hidroelétrica, despacho térmico e Custo Marginal de Operação - CMO por subsistema, para as semanas operativa de 2021. Também será feita um comparativo com o despacho térmico efetivamente realizado no ano.

3.1 Geração Hidroelétrica por Subsistema

3.1.1 – Geração hidroelétrica no Sudeste/Centro-Oeste

A inserção de parâmetros de aversão ao risco mais severo provocou uma redução na geração hidroelétrica desse subsistema (Figura 1), notadamente no mês de janeiro (primeiras cinco semanas operativas) com 1.858MWmed e em outubro e novembro (da semana 39 até 47) com 1.587MWmed. Observa-se que o modelo buscou atender os parâmetros do risco

indicados. Tendo, ao final do ano 2021, uma redução média de 485MW na geração hidroelétrica.

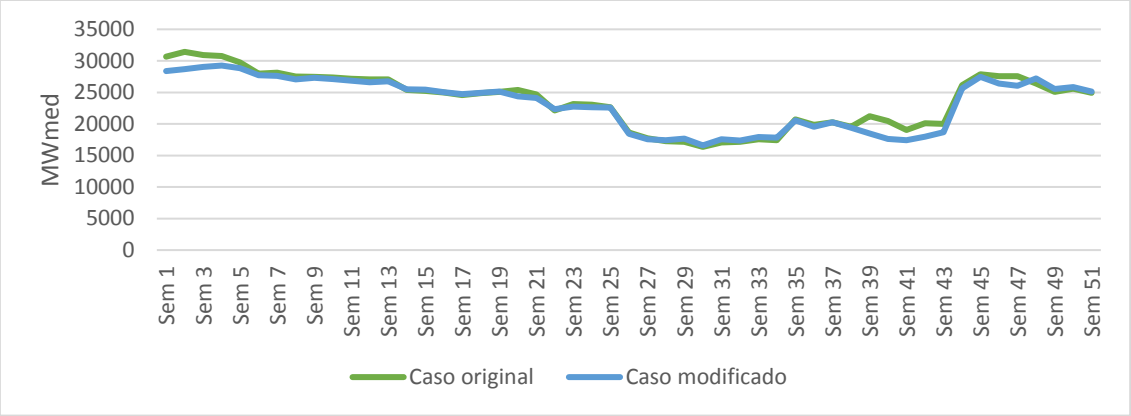


Figura 1 – Geração Hidroelétrica SE/CO (MWmed)

3.1.2 – Geração hidroelétrica do Sul

Na região Sul o comportamento da redução da geração hidroelétrica foi mais representativo (Figura 2), onde o caso modificado indicou uma menor geração na maior parte do ano 2021, com 399MWmed. O destaque foi entre as semanas operativa 26 e 30 (19 jun. a 23 jul.), com uma redução de 2.114MWmed, que corresponde a cerca de 27% da geração hidroelétrica efetivamente realizada (7.708MWmed) nesse período (ONS-BDO, 2021).

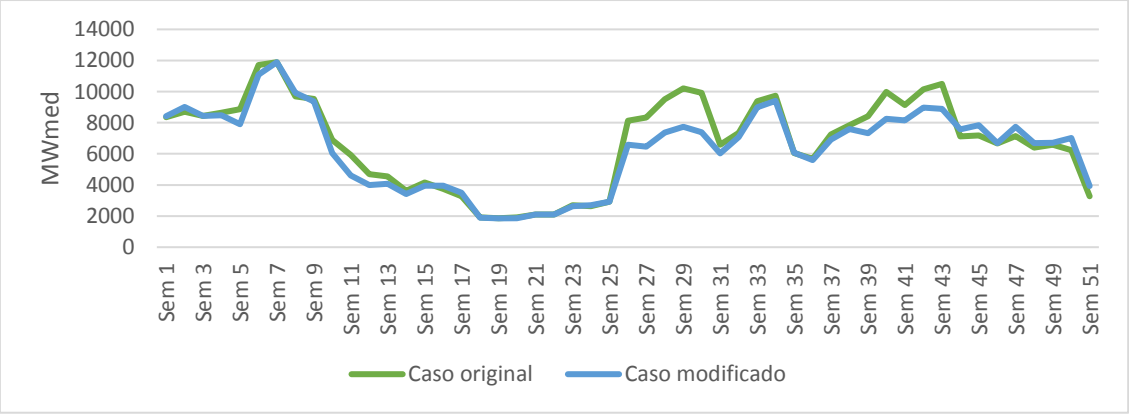


Figura 2 – Geração Hidroelétrica SUL (MWmed)

3.1.3 – Geração hidroelétrica no Nordeste

A região Nordeste foi a que apresentou as maiores diferenças (Figura 3), com uma redução de 3.400MWmed no mês de outubro (semanas operativas 39 até 43), pico do período seco desse subsistema. Na média anual o valor também foi o maior, com 544MWmed a menos ao caso original, muito influenciada pela diferença observada a partir de agosto (semana operativa 34). Esse comportamento evidencia que o modelo ficou mais avesso ao risco em cenários de menores afluências.

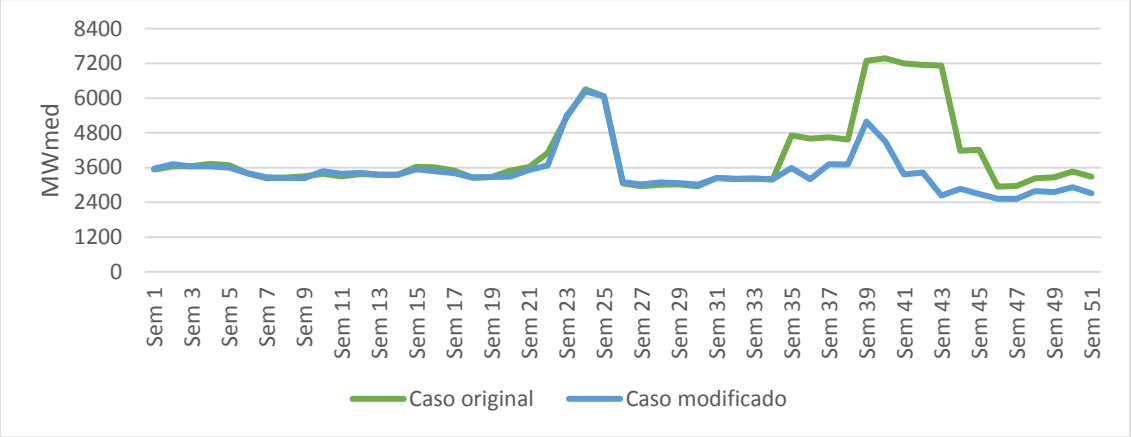


Figura 3 – Geração Hidroelétrica NE (MWmed)

3.1.4 – Geração hidroelétrica no Norte

Na região Norte, o caso modificado indicou pouca diferença de geração hidroelétrica em relação ao original (Figura 4), apresentando valores anuais de 9.483MWmed e 9.537MWmed, respectivamente. Esse resultado é efeito do comportamento sazonal das afluências desse subsistema, que a cada ano repleciona e depleciona seus reservatórios, tendo menor incerteza associada.

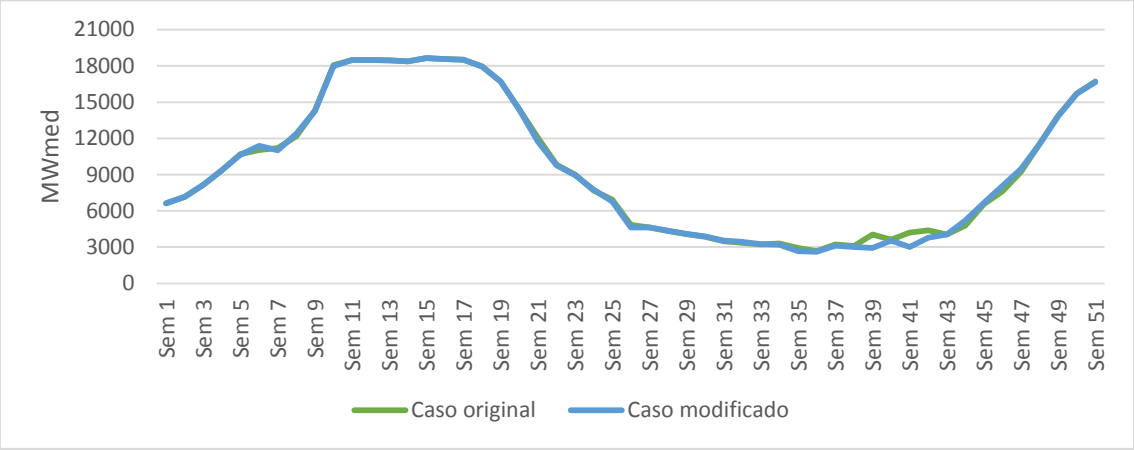


Figura 4 – Geração Hidroelétrica NORTE (MWmed)

3.1.5 – Geração hidroelétrica no SIN-BR

Observa-se que a alteração dos parâmetros de risco CVaR (Figura 5), teve como consequência uma menor geração hidroelétrica na maior parte das semanas operativas do ano de estudo de 1.600MWmed. Esse resultado foi consequência principalmente, da menor geração hidroelétrica nos subsistemas SE/CO, Sul e NE.

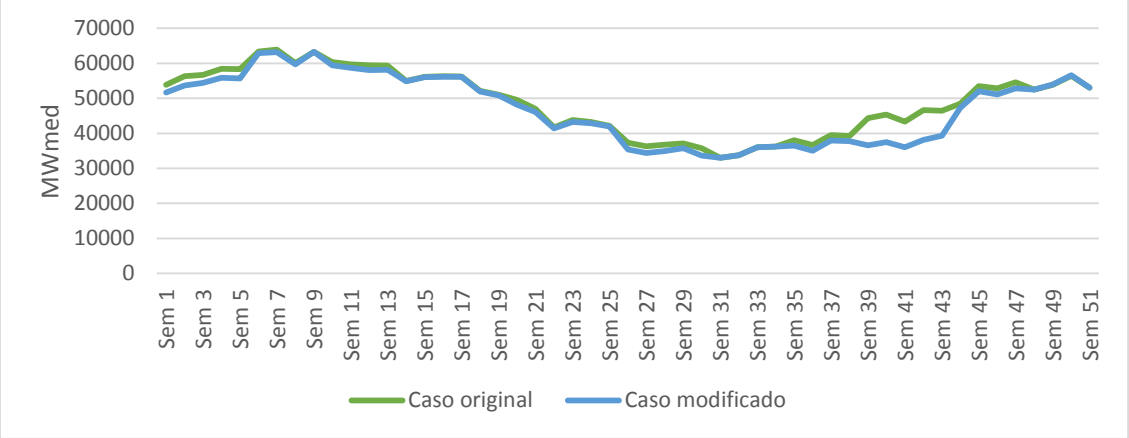


Figura 5 – Geração Hidroelétrica do SIN-BR (MWmed)

3.2 Geração Termoelétrica do SIN-BR

Observa-se que aproximadamente os mesmos 1.600MWmed que a alteração do fator de risco CVaR causou na geração hidroelétrica, apresentada

no item 3.1.5, foram agregados à geração termoelétrica do ano (Figura 6). Destacam-se as semanas operativas de outubro (semana 39 a 43), em que a diferença atingiu 7.447MWmed, 12.796MWmed no caso original e 20.243MWmed no modificado. Como comparativo, nesse período a geração termoelétrica realizada pelo SIN-BR foi de 21.264MWmed, sendo 6.240MWmed por garantia de segurança energética (BDO-ONS, 2021).

Dessa forma, ao incluir um critério de risco mais rigoroso o modelo DECOMP reconhece que a situação hidrológica do sistema é mais desfavorável tal qual a própria percepção do CMSE, pelo que mais térmicas devem ser acionadas para preservar os armazenamentos.

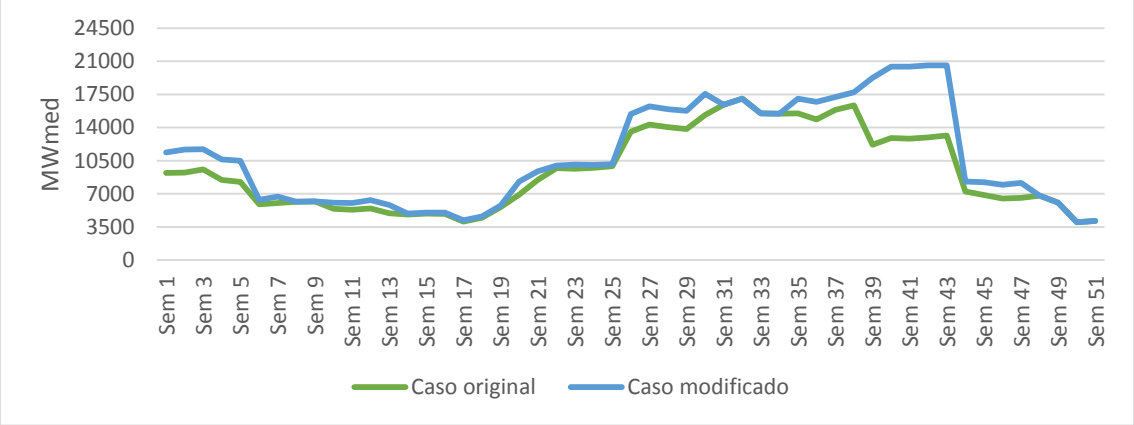


Figura 6 – Geração Termoelétrica do SIN-BR (MWmed)

3.3 CMO

Ao avaliar o impacto do CMO por subsistema (Figura 7), pode-se observar que a alteração do CVaR provocou modificações nos quatro subsistemas, notadamente entre as semanas 26 e 43 (19 jun. a 22 out.). Atingiu valores de até R$4.889,86/MWh, bem superior ao pico do caso original que foi de R$2.577,46/MWh, mas inferior ao valor do risco de déficit que em 2021 era de R$6.524,05/MWh (ONS-PMO, 2021).

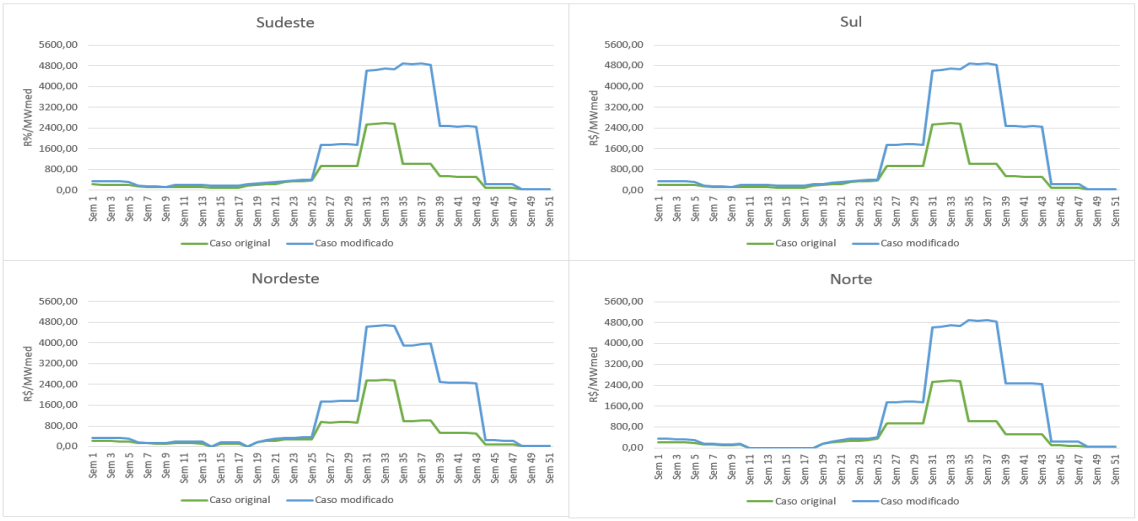


Figura 7 – CMO por subsistema e semana operativa (R$/MWh)

Ao utilizar um critério de aversão ao risco mais rigoroso, o modelo foi capaz de responder com efetividade a necessidade de despacho térmico durante o período mais crítico da crise hídrica, o que refletiu diretamente no valor do CMO. Da mesma forma, o modelo teve a sensibilidade para indicar a desconexão das térmicas mais caras, na transição para o período úmido.

4. CONSULTA PÚBLICA MME Nº 121 DE 10.02.2022

O relatório da Consulta Pública apresenta uma metodologia de calibração do CVaR (MME, 2022), que se baseia na comparação de simulações encadeadas de NEWAVE e DECOMP no período dezembro de 2015 a dezembro de 2021 e estudos prospectivos com a Curva Referencial de Armazenamento - CRref. Foram avaliados diversos pares de CVaR, sendo indicados os pares (25,40), (25,45) e (25,50) como potenciais a serem indicados para sua recalibração, sendo por fim indicado o par (25,40) como o que atendeu ao critério de menor custo de operação.

Após avaliação das contribuições recebidas, a CPAMP decidiu adotar o par de CVaR (25, 35), para uso oficial a partir de janeiro de 2023 nos processos de planejamento da operação e formação de preço, além de poderem ser

utilizados no planejamento da expansão e o cálculo de Garantia Física (CPAMP, 2022).

5. CONCLUSÕES

No trabalho foram comparados os resultados do PMO de todos os meses de 2021, com os parâmetros do CVaR (50,35) originais e modificados (50,100). Essa alteração teve como consequência uma menor geração hidroelétrica na maior parte das semanas operativas de 2021, principalmente nos subsistemas SE/CO, Sul e NE.

Ao utilizar um critério de aversão ao risco mais rigoroso, o modelo foi capaz de responder com efetividade a necessidade de despacho térmico durante o período mais crítico da crise hídrica, o que refletiu diretamente no valor do CMO. Da mesma forma, o modelo teve a sensibilidade para indicar a desconexão das térmicas mais caras, na transição para o período úmido

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CEPEL. Projeto Newave: Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes, Manual do Usuário, Versão 27.4.16, novembro de 2021.

CMSE. Ata da 236ª Reunião (extraordinária) do 16 de outubro de 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2020/41-cmse_ata-da-236a-reuniao-extraodinaria-16-10-2020.pdf/view>. Acesso em 17 jan. 2022.

CNN. Brasil aumentou em 121% emissões de CO2 por uso de termelétricas em 2021. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/nacional/brasil-aumentou-em-121-emissoes-de-co2-por-uso-de-termeletricas-em-2021/>. Acesso em: 13 jan. 2022.

CPAMP. Ata da Reunião Plenária Extraordinária de 7 de abril de 2022.

Disponível em: < https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2022/20220407-reuniao-plenaria-extraordinaria-cpamp.pdf/view>. Acessado em: 02 jun. 2022.

CREG. CREG avalia os impactos de suas decisões na garantia do atendimento energético no País ao longo de 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/ata/anexo_release-8a-reuniao-da-creg-0567615.pdf>. Acesso em: 17 jan.2022.

DE ANDRADE, R. Visões 2023 – Impactos nos Resultados do Modelo de Planejamento NEWAVE de Mudanças na Representação da ITAIPU, tendo como base o PDE 2027, FGV, Tese (Pós-Graduação), agosto de 2019, p. 15.

DOU. Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-1.055-de-28-de-junho-de-2021-328509026>. Acesso em: 13 jan. 2022.

EPE. Matriz Energética e Elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 13 jan. 2022.

GESEL. O Avanço da Crise Hídrica no Brasil. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/29_Castro299.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2022.

JORNAL DA USP. Falta de água provocou a dolarização da energia elétrica no Brasil. Disponível em: <https://jornal.usp.br/?p=452381>. Acesso em: 13 jan. 2022.

MACEIRA, M. Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2012 e 2013, nº 37714/2013. Disponível em: <http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm>. Acesso em: 17 jan. 2022.

MME – Consulta Pública Nº 121 de 10.02.2022. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas>. Acesso em: 02 jun. 2022.

NUB. Crise global de água é iminente, alerta Organização Meteorológica Mundial. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/150314-crise-global-de-agua-e-iminente-alerta-organizacao-meteorologica-mundial>. Acesso em: 12 jan. 2022.

ONS. NT-ONS DGL 0093/2021 - Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do Sistema Interligado Nacional - Estudo Prospectivo agosto a novembro de 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DGL%200093-2021%20-%20Estudo%20Prospectivo%20Agosto-Novembro_VF%20%281%29.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2022.

ONS. BDO – Boletim Diário da Operação dos dias de 2021.

ONS. PMO – Programa Mensal de Operação Energética dos meses de 2021, revisão “0”.

UN News. Climate change, population increase fuel looming water crisis: WMO. Disponível em: < https://news.un.org/en/story/2021/10/1102162 >. Acesso em: 12 jan. 2022.

WMO. 2021 STATE OF CLIMATE SERVICES: WATER. Disponível em: <https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10826>. Acesso em: 12 jan. 2022.

IMPACTOS AMBIENTAIS NEGATIVOS E LEGISLAÇÃO INCIDENTE NO LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PLANTAS BIOGÁS A PARTIR DE DEJETOS DA PECUÁRIA NO ESTADO DE SANTA CATARINA

Andrieza Eslabao[1]; Reginaldo Geremias[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Catarina*

RESUMO

A produção de biogás a partir de dejetos da pecuária traz benefícios ambientais, econômicos e sociais, colaborando com a transição para uma matriz energética mais sustentável. Entretanto, a atividade também possui uma série de impactos e riscos que merecem cuidadosa atenção. Nesse contexto, para a expansão da atividade, é importante que exista um regramento claro e abrangente voltado ao licenciamento de plantas de biogás, gerando segurança jurídica para produtor e órgãos ambientais, bem como proteção ao meio ambiente. A presente investigação teve como objetivo geral realizar estudos dos impactos ambientais negativos provocados pelo setor da pecuário e por plantas de geração de biogás a partir de seus dejetos, bem como do ordenamento jurídico voltado aos licenciamentos ambientais da atividade. A metodologia constou de pesquisa bibliográfica e legislativa do ordenamento jurídico incidente sobre o licenciamento do setor do biogás em Santa Catarina. Os estudos realizados na investigação permitiram concluir que atividade pecuária e a geração de biogás a partir de seus dejetos são capazes de provocar diversos impactos negativos, incluindo-se as emissões atmosféricas, os riscos de contaminação de recursos hídricos e do solo, possibilidade de explosões e de danos à fauna e à flora, bem como riscos à saúde humana. Além disso, a pesquisa legislativa indicou que a normatização incidente sobre processo de licenciamento ambiental de plantas de biogás ainda é incipiente, carecendo de regulamentação específica.

Palavras-chave: Dejetos da pecuária; Impactos ambientais; Biogás; Licenciamento ambiental.

ABSTRACT

The production of biogas from livestock farming waste brings environmental, economic, and social benefits, collaborating with the transition to a more bearable energy matrix. However, the activity also has some impacts and risks which deserve careful attention. In this context, for the expansion of such activity, there must be a clear and comprehensive regulation aimed at the licensing of biogas plants, creating legal certainty for the producer and environmental agencies as well as protecting the environment. The present investigation had as a general objective to carry out studies about the negative environmental impacts caused by the livestock sector and by plants that generate biogas from their waste as well as the legal arrangement aimed at the environmental licensing of the activity. The methodology consisted of bibliographic and legislative research of the legal system applicable to the licensing of the biogas sector in the state of Santa Catarina. The studies carried out during this investigation allowed us to conclude that livestock farming activities and the generation of biogas from their waste are capable of causing several negative impacts, including atmospheric emissions, risks of contamination of water resources and soil, the possibility of explosions and damage to fauna and flora, as well as risks to human health. In addition, the legislative research indicated that the regulation on the environmental licensing process for biogas plants is still emerging, requiring specific regulations.

Keywords: Livestock Farming Waste; Environmental impacts; Biogas; Environmental License.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil é um grande produtor pecuário, possuindo, no ano de 2019, um efetivo de 214,7 milhões de cabeças bovinas, 40,6 milhões de cabeças suínas, 249,1 milhões de cabeças de galináceos, conforme os quantitativos apurados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2019).

O Estado de Santa Catarina possui um papel proeminente nesse contexto, sendo o maior produtor de carne suína do Brasil, o segundo maior produtor de frango e o décimo terceiro maior produtor do país de carne bovina,

segundo dados do Relatório Síntese de 2019/2020 elaborado pela Empresa de Pesquisa Agropecuária e Extensão (EPAGRI). Em termos nacionais, o Estado possui uma participação de 27,2% do total de toneladas de carne suína produzida, 14,3% de carne de frango e 2,59% da carne bovina produzida em território nacional (EPAGRI; CEPA, 2021).

No entanto, o tratamento dos dejetos gerados pela atividade pecuária merece especial atenção, uma vez que o descarte inadequado de todos esses resíduos pode trazer diversos impactos ambientais negativos e à saúde humana. A biomassa possui um enorme potencial para contribuir com a solução do tratamento do grande volume de dejetos gerados pela produção pecuária no Estado de Santa Catarina, colaborando com a transição energética para uma matriz mais sustentável (FREITAS et al., 2019).

Apesar de todos os benefícios ambientais, econômicos e sociais atrelados à produção de biogás a partir de dejetos da pecuária, a atividade também possui uma série de impactos e riscos que merecem cuidadosa atenção (ESTEVES et al., 2019).

Nesse contexto, é importante que exista um regramento claro e abrangente voltado ao licenciamento de plantas de biogás, gerando segurança jurídica para produtor e órgãos ambientais, bem como proteção ao meio ambiente (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2016).

A partir desses pressupostos, a presente investigação teve como objetivo geral realizar estudos dos impactos ambientais negativos provocados pela atividade da pecuária e por plantas de geração de biogás a partir de seus dejetos, bem como do ordenamento jurídico voltado aos licenciamentos ambientais do setor no Estado de Santa Catarina.

A metodologia constou de pesquisa bibliográfica e legislativa, utilizando-se como fontes livros, artigos científicos, legislações, sítios governamentais e regulamentações de órgãos ambientais e normalizadores. Os conteúdos pesquisados e as conclusões obtidas estão descritos nas seções que se seguem.

2. ATIVIDADE DA PECUÁRIA E SEUS IMPACTOS AMBIENTAIS

A literatura tem descrito que a atividade pecuária é capaz de gerar uma série de impactos negativos ao meio ambiente e à saúde humana. Os impactos ao incluem: sobrecarga de nutrientes como nitrogênio e escorrimento superficial do fósforo no solo; ecotoxicidade terrestre; emissão de gases de efeito estufa; emissão de amônia, que causa a chuva ácida e gera efeitos no solo e na água, além de acarretar problemas à saúde humana; eutrofização dos corpos d'água; presença de organismos prejudiciais ao ser humano, acarretando problemas como verminoses, alergias e hepatite, e aos animais, gerando a morte de peixes e aumentando a toxicidade de plantas; infiltração e contaminação das águas subterrâneas; risco de contaminação da flora e da fauna por poluentes e a perda de biodiversidade; proliferação de vírus, bactérias e parasitas causadores de doenças como salmonella, colite, febre aftosa, peste suína e giárdia e resistência humana à antibióticos devido a ingestão de alimentos adubados com efluentes da pecuária (ITO; GUIMARÃES; AMARAL, 2016; MCCLELLAND et al., 2018; NGUYEN; HERMANSEN; MOGENSEN, 2012; JÚNIOR; ORRICO; JÚNIOR, 2011; TULLO; FINZI; GUARINO, 2019; ZHANG et al., 2021 PARKS, 2007).

3. PLANTAS DE BIOGÁS E SEUS IMPACTOS AMBIENTAIS

Em Santa Catarina, os dados apontam que, cerca de 10,1 mi m³/ano de efluente sejam gerados pelo rebanho total de suínos, 8,2 bilhões de m³ de efluentes pelo rebanho bovino, cerca de 316 mil toneladas por ano de cama aviária e dejetos de aves de corte e 380 mil m³/ano de resíduos de aves de postura. Esses dejetos poderiam resultar na produção, aproximada, de 846 milhões de Nm³ de biogás por ano, o que representaria uma alternativa de valoração dos mesmos, contribuindo para a proteção do meio ambiente (BIOGÁS BRASIL, 2019).

Não obstante o imenso potencial, estimativas indicam que apenas 18.84 Nm³ de biogás são gerados, anualmente, pelo Estado de Santa Catarina (SEBRAE, 2021). Além de evitar ou minimizar os impactos ambientais provocados pela incorreta disposição dos dejetos da pecuária, a produção de

biogás pode apresentar benefícios socioeconômicos, como geração de emprego e renda, educação ambiental, economia circular e integração social (SINSUW; WUISANG; CHU, 2021).

Cientes da importância do tratamento adequado dos dejetos para o estado e do potencial ambiental e energético da produção de biogás e seus benefícios socioeconômicos, em 12 de julho de 2018 foi aprovada pela Assembleia Legislativa a Lei n. 17.542, que institui a Política Estadual do Biogás, estabelecendo objetivos de redução, tratamento, aproveitamento dos dejetos e fomento da geração de biogás (ESTADO DE SANTA CATARINA, 2018)

Não obstante todos os benefícios ambientais e sociais advindos da instalação de unidades de tratamento de dejetos da pecuária através da geração de biogás, a atividade também possui uma série de impactos e riscos atrelados que merecem cuidadosa atenção para que a expansão da atividade ocorra de forma segura (ESTEVES et al., 2019).

Como ressaltado pelo Guia Técnico Ambiental de Biogás na Agroindústria, produzido pela Fundação do Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais, a implantação de uma usina de biogás é uma atividade potencialmente poluidora, motivo pelo qual tais projetos merecem ser cautelosamente estudados, de modo a reduzir os aspectos ambientais negativos (FUNDAÇÃO ESTADUAL DE MEIO AMBIENTE DE MINAS GERAIS, 2015).

Tais instalações possuem caráter industrial, associando a recepção e tratamento de resíduos e efluentes, a produção e valorização do biogás, que é um gás inflamável, e o procedimento e expedição do material digerido. Alguns dos principais impactos ambientais dessas usinas são: emissões atmosféricas de gases de efeito estufa; emissão de odores; vazamento ou destinação inadequada de materiais poluentes dos recursos hídricos superficiais e/ou subterrâneos e do solo, formação de gases tóxicos inflamáveis, contaminação da fauna e da flora, além de riscos à segurança pessoal dos trabalhadores envolvidos com todas as etapas processo produtivo (DEBONI; FEILSTRECKER; TARSO, 2017; FEAM, 2015; MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2016; POESCHL; WARD; OWENDE, 2012a, 2012b; ZHANG et al., 2021).

Além das condições técnicas, a viabilidade de projetos de biogás depende, diretamente, das condições de regulamentação da atividade, com a finalidade de possibilitar uma expansão sólida do setor e a consolidação dos mercados para o escoamento efetivo dos subprodutos do processo. Cabe ao setor buscar garantir a efetividade do processo de regularização ambiental, e, por conseguinte, garantir a segurança operacional do empreendimento e a redução de passivos ambientais que possam estar associados à atividade (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2016).

4. LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PLANTAS DE BIOGÁS

O licenciamento ambiental é um importante mecanismo de controle sobre as atividades humanas que interferem nas condições ambientais por meio do qual se busca a conciliação do desenvolvimento econômico com o uso dos recursos naturais, de modo a assegurar a sustentabilidade dos ecossistemas em suas variabilidades físicas, bióticas, socioculturais e econômicas (IBAMA, 2016).

A Política Nacional do Meio Ambiente, Lei nº 6.938/81, de 31 de agosto de 1981, prevê, entre os instrumentos destinados à consecução dos seus objetivos, no inciso IV “o licenciamento e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras;” (BRASIL, 1981).

Da mesma forma, a já citada Lei nº 17.542, de 12 de julho de 2018, que institui a Política Estadual do Biogás em Santa Catarina, prevê, dentre os seus instrumentos de efetivação, no artigo 5º, inciso VII, a prioridade e simplificação dos licenciamentos para empreendimentos da cadeia produtiva do biogás por meio de regulamento próprio dos órgãos estaduais competentes (ESTADO DE SANTA CATARINA, 2018).

Portanto, verifica-se que o referido termo legal prevê a necessidade de que seja elaborado um regramento específico para o licenciamento ambiental dessa atividade, considerando o objetivo de expansão da produção de biogás a partir de dejetos animais a ser estimulado pelo Programa Estadual do Biogás.

Além disso, as especificidades da tecnologia, os métodos e riscos envolvidos e a necessidade de segurança jurídica, tanto para os órgãos

ambientais quanto para as partes interessadas na execução de projetos dessa natureza, também justificam um regramento específico.

A Resolução nº 98, de 05 de julho de 2017, do Conselho Estadual do Meio Ambiente de Santa Catarina (CONSEMA) cumpre com o disposto no artigo 29 do Código Estadual do Meio Ambiente, trazendo uma listagem das atividades consideradas potencialmente poluidoras e estabelecendo, segundo o seu porte, o tipo de estudo técnico necessário para a obtenção da licença ambiental (CONSEMA, 2017).

No código 34.20.00 da Resolução nº 98, é disposta a atividade de produção de biogás, estabelecendo-se um potencial poluidor/degradador geral médio e a necessidade de Relatório Ambiental Prévio para as unidades de pequeno porte (até 500 m³h), Relatório Ambiental Prévio para as unidades de médio porte (de 500 a 2000 m³h) e o Estudo Ambiental Simplificado para as unidades de grande porte (acima de 2000 m³h) (CONSEMA, 2017).

Já as Instruções Normativas exaradas pelo Instituto do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina (IMA) têm como finalidade definir a documentação necessária ao licenciamento e estabelecer critérios para apresentação dos planos, programas e projetos ambientais para implantação das atividades em relação às quais se referem. Como não há uma Instrução Normativa específica para a atividade de geração de biogás, utiliza-se as Instruções normativas que regulam o licenciamento ambiental das atividades pecuárias (suinocultura, bovinocultura ou avicultura), ou a Instrução Normativa nº 65, de fevereiro de 2020, que se aplica a diversas atividades (IMA, 2017).

No entanto, tais normativas não atendem ao disposto no artigo 5º, inciso VII da Política Estadual do Biogás (lei nº 17.542, de 12 de julho de 2018) podendo permitir lacunas de ordem técnica que podem decorrer em riscos para o meio ambiente e a saúde humana.

Verifica-se que incidem sobre os empreendimentos de geração de biogás uma série de legislações esparsas, tais como as que regulam a supressão de vegetação, a destinação de resíduos sólidos, limites de emissões

de gases, ruídos, normas técnicas para elaboração de projetos e de segurança do trabalho, dentre outras (DEBONI; FEILSTRECKER; TARSO, 2017).

No entanto, a falta de um regramento para as atividades de geração de biogás a partir de dejetos da pecuária no Estado de Santa Catarina pode ser um fator de atraso na expansão do programa de incentivo à atividade instituído pela Política Estadual do Biogás, além de gerar insegurança jurídica para as partes e deixar lacunas que podem decorrer em situações danosas ao meio ambiente e às pessoas envolvidas na operação.

Ressalta-se que, no Brasil, já se tem experiência de instrumento jurídico voltado ao licenciamento de plantas de biogás, como exemplo, a Resolução n. 08 da Secretaria de Desenvolvimento Sustentável e do Turismo do Estado do Paraná, publicada em 09 de março de 2021, que estabelece definições, critérios, diretrizes e procedimentos para o licenciamento ambiental de biodigestores com aproveitamento energético de biogás no âmbito do Estado do Paraná (SECRETÁRIO DE ESTADO DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL E DO TURISMO DO ESTADO DO PARANÁ, 2021).

Portanto, a criação de um regramento de licenciamento do setor em Santa Catarina pode contribuir para minimizar os seus impactos e produzir energia de fonte renovável de forma mais sustentável.

5. CONCLUSÃO

A partir dos estudos realizados na presente investigação, foi possível concluir que a geração de biogás a partir de dejetos da pecuária, além de seus inúmeros benefícios, possui uma série de riscos e impactos ambientais que merecem ser cuidadosamente avaliados no processo de licenciamento ambiental.

Também se conclui que o Estado de Santa Catarina ainda não regulamentou o licenciamento ambiental da atividade conforme o disposto pela Política Estadual do Biogás.

Essa realidade aponta para a importância da elaboração do referido instrumento legal, com vistas ao fomento da atividade aliado à garantia de uma adequada proteção ao meio ambiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIOGÁS BRASIL. Potencial de geração de biogás no sul do Brasil. Foz do Iguaçu/PR: [s.n.].

BRASIL. Política Nacional do Meio Ambiente. Brasília, 1981. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6938.htm>

CONSEMA. Resolução nº 98, 2017. Disponível em: <https://www.sde.sc.gov.br/index.php/biblioteca/consema/legislacao/resolucoes?limit=20&limitstart=60>

DEBONI, F. V.; FEILSTRECKER, M.; TARSO, P. DE. Licenciamento ambiental de plantas de biodigestão de resíduos: critérios de diretrizes para o estado do Paraná. Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Meio Ambiente Urbano e Industrial, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, p. 78, 2017.

EPAGRI; CEPA. Síntese Anual da Agricultura de Santa Catarina 2019 - 2020. p. 172, 2021.

ESTADO DE SANTA CATARINA. Política Estadual do Biogás, Lei nº 17.542, de 12 de julho de 2018, 2018.

ESTEVES, E. M. M. et al. Life cycle assessment of manure biogas production: A review. Journal of Cleaner Production, v. 219, p. 411–423, 2019.

FEAM. Guias técnico ambiental de biogás na agroindústria. Belo Horizonte: [s.n.].

FREITAS, F. F. et al. The Brazilian market of distributed biogas generation: Overview, technological development and case study. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 101, n. June 2018, p. 146–157, 2019.

IBAMA. Licenciamento Ambiental. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/perguntas-frequentes/licenciamento-ambiental>.

IBGE. Pesquisa da Pecuária Municipal - PPM - Séries históricas. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/agricultura-e-pecuaria/9107-producao-da-pecuaria-municipal.html?=&t=series-historicas>. Acesso em: 14 abr. 2021.

IMA. Instrução Normativa nº 65, 2017. Disponível em: <https://www.ima.sc.gov.br/index.php/licenciamento/instrucoes-normativas>

ITO, M.; GUIMARÃES, D.; AMARAL, G. Impactos ambientais da suinocultura: desafios e oportunidades. BNDES Setorial, v. 44, p. 125–156, 2016.

MCCLELLAND, S. C. et al. Type and number of environmental impact categories used in livestock life cycle assessment: A systematic review. Livestock Science, v. 209, n. August 2017, p. 39–45, 2018.

MINISTÉRIO DAS CIDADES. BIOGÁS Conceitos para o licenciamento ambiental de usinas de biogás. 1ª Edição ed. Brasíia: Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental, 2016.

NGUYEN, T. L. T.; HERMANSEN, J. E.; MOGENSEN, L. Environmental costs of meat production: The case of typical EU pork production. Journal of Cleaner Production, v. 28, p. 168–176, 2012.

PARKS, N. Livestock's long shadow. 1ª ed. Roma, Itália: FAO, 2007. v. 5

POESCHL, M.; WARD, S.; OWENDE, P. Environmental impacts of biogas deployment - Part I: Life Cycle Inventory for evaluation of production process emissions to air. Journal of Cleaner Production, v. 24, p. 168–183, 2012a.

POESCHL, M.; WARD, S.; OWENDE, P. Environmental impacts of biogas deployment - Part II: Life Cycle Assessment of multiple production and utilization pathways. Journal of Cleaner Production, v. 24, p. 184–201, 2012b.

SEBRAE. DataSebrae Biogás. Disponível em: <https://paineis-lai.sebrae.com.br/single/?appid=bc75184c-943f-4156-bc85-

305915943ebd&sheet=fb74886d-b41f-40a1-a4df-485782d9fda7&opt=currsel%2Cctxmenu&select=clearall>. Acesso em: 15 set. 2021.

SECRETÁRIO DE ESTADO DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL E DO TURISMO DO ESTADO DO PARANÁ. Resolução SEDEST 08, 2021.

SINSUW, A. A. E.; WUISANG, C. E.; CHU, C. Y. Assessment of environmental and social impacts on rural community by two-stage biogas production pilot plant from slaughterhouse wastewater. Journal of Water Process Engineering, v. 40, n. October 2020, p. 101796, 2021.

TULLO, E.; FINZI, A.; GUARINO, M. Review: Environmental impact of livestock farming and Precision Livestock Farming as a mitigation strategy. Science of the Total Environment, v. 650, p. 2751–2760, 2019.

ZHANG, Y. et al. Dispersion of Antibiotic Resistance Genes (ARGs) from stored swine manure biogas digestate to the atmosphere. Science of the Total Environment, v. 761, p. 144108, 2021.

IMPACTOS DA CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Osmar Leite Ferreira Neto[1]; Maria Alaíde Alves Fernandes de Oliveira[1];
Rejanne Alves de Melo[2]

[1]Centro Universitário Facid Wyden; [2]Universidade Estadual do Piauí

RESUMO

Com o elevado custo de produção de energia elétrica e com a escassez cada vez maior dos recursos hídricos para a produção da mesma, vem ocorrendo um aumento na procura de novas formas de produção de energia, o que resultou num aumento considerável na utilização de recursos renováveis, e dentre os principais, está a energia solar fotovoltaica (FV). Com a grande utilização desse recurso, surgiram alguns desafios, pois a geração solar causa um grande impacto na rede de transmissão e distribuição de energia, por alterar toda concepção do sistema atual. Nesse sentido, este trabalho busca mostrar quais os impactos causados por essa conexão, com foco nas flutuações de tensão.

Palavras-chave: Fotovoltaico; Redes de Distribuição; Flutuação de Tensão.

ABSTRACT

With the high cost of producing electricity and energy using more and more resources to produce the same new ways, comes an increase in the cost of producing renewable energy, which increases the number of water resources with greater use of water. search resources, and among the main ones is photovoltaic (PV) solar energy. With the great use of this resource, some change the great challenges, as the current solar generation impacts the energy transmission and distribution network throughout the creation of the system. In this sense, this work seeks to show the impacts on the connections of this connection, focusing on voltage fluctuations.

Keywords: Photovoltaic; Distribution Networks; Voltage Fluctuation.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica utilizada pela sociedade atual é de fundamental importância para sobrevivência humana, pois a mesma é extremamente necessária para a melhora na qualidade de vida populacional e para o desenvolvimento da economia mundial. Atualmente, segundo Sousa (2020), a energia provinda de fontes hídricas ainda é a mais utilizada no Brasil, com cerca de 75%, sendo necessária a complementação da produção de energia, geralmente em períodos de seca, onde os níveis dos reservatórios ficam baixos, e utiliza-se energia de fontes não renováveis, que geralmente são as termelétricas. A energia provinda de termelétricas é considerada poluente, pois a mesma é produzida, em sua maioria, através da queima de combustíveis fósseis, como o carvão e óleos. Assim sendo, a mesma apresenta-se como uma alternativa desfavorável para o meio ambiente.

Em face desse cenário, muito se tem discutindo sobre alternativas que substituam as energias não renováveis. Com isso, a energia solar fotovoltaica vem apresentando-se como uma ótima alternativa para geração de energia que complemente a produção de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia bastante recente em relação as outras formas de produção de energia, ainda existem algumas dúvidas sobre esse tipo de geração de energia. Assim sendo, a geração distribuída conectada às redes de distribuição, particularmente na média e baixa tensão, introduz novas questões na operação dessas redes. Do ponto de vista técnico o circuito apresenta uma configuração radial e, portanto, grande parte de suas proteções operam observando uma direção no fluxo de energia. O recurso solar utilizado na geração fotovoltaica, é uma fonte intermitente, o que pode alterar a lógica radial, provocando a inversão no fluxo de potência e flutuações na tensão e frequência. Sendo assim, é necessário avaliar os principais efeitos que a geração fotovoltaica pode causar em uma rede elétrica de distribuição, principalmente tratando de: limites de tensão; harmônicos; ajuste da proteção para curto-circuito; operação ilhada; fluxo reverso (TREVISAN, 2011).

Nesse contexto, vários estudos a respeito dos impactos causados pelas conexões desses sistemas na rede de distribuição vem sendo cada vez mais relevantes para definição de parâmetros que limitam a capacidade de conexão. Também são objetos de estudo os impactos causados na qualidade da energia elétrica, visando o correto funcionamento da operação por parte das concessionárias de energia e de seus órgãos reguladores.

Esse trabalho realiza um levantamento acerca do estudo dos impactos causados na qualidade da energia elétrica, visando o correto funcionamento da operação por parte das concessionárias de energia e seus órgãos reguladores. A metodologia desse artigo foi formada através de pesquisas bibliográficas, na qual buscou-se trabalhar os fatos através de análise e interpretação a fim de identificar as causas do problema.

2. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (SFCR)

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto, basicamente, pelo(s) inversor(es) e pelos módulos fotovoltaicos. Além desses principais componentes, existem ainda as proteções do sistema, sendo elas existentes tanto na parte do circuito de corrente contínua, quanto na de corrente alternada.

O sistema fotovoltaico (FV) funciona a partir dos módulos solares que captam a luz do sol e a convertem em energia elétrica. Após isso, a energia gerada por esses módulos é enviada em corrente contínua (CC) para o inversor, que irá transformá-la em energia elétrica de corrente alternada (CA) (PORTAL SOLAR, 2021).

A energia gerada durante o horário de funcionamento do sistema é consumida pelos equipamentos que estiverem em utilização pela unidade consumidora, e o que excede o consumo, é enviado para a concessionária.

A Figura 1 mostra o funcionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), no qual são mostrados os módulos fotovoltaicos dispostos sobre o telhado, o inversor de corrente e a conexão do sistema à rede de distribuição.

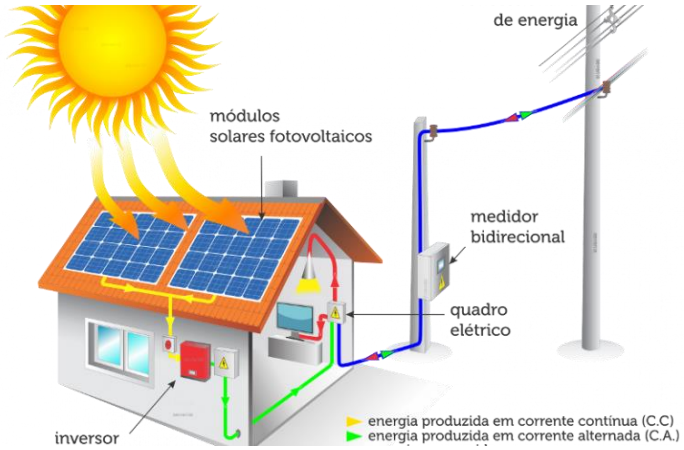


Figura 1 – Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede

3. DISTÚRBIOS ELÉTRICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Distúrbios são uma série de fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica, que vão desde problemas na continuidade do fornecimento, níveis de tensão, oscilações de tensão e de frequência, distorções harmônicas na tensão e na corrente, interferência eletromagnética irradiada, conduzida entre outras (JUNIOR, 2010).

Quanto aos níveis de tensão disponibilizados aos consumidores, a ANEEL (2006) estabelece faixas de valores diferenciadas dependendo se o consumidor é alimentado em alta, média ou baixa tensão. Valores de tensão que estejam fora da faixa estabelecida, seja acima ou abaixo, são chamados de sobretensões (swell) ou subtensões (sag), e podem ser de curta duração (abaixo de 1 minuto) ou de longa duração (acima de 1 minuto) (SCHNEIDER, 2003).

3.1 Flutuação de Tensão

Flutuação de tensão é o fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea. Dentre as flutuações de tensão, podem ser encontradas o sag, spike, sobretensão e subtensão (ANEEL, 2016).

O distúrbio sag ocorre quando há uma subtensão passageira, sendo ela acima de 10%, e suas principais causas são o mal dimensionamento de cabos

das instalações elétricas, sendo eles de menor capacidade de condução de corrente do que a corrente exigida pelos equipamentos que estão em uso, ou também por falha da própria concessionária de energia.

Já a subtensão, como próprio nome já diz, ocorre quando a tensão está abaixo da tensão nominal, sendo que essa tem uma duração maior, e pode durar horas, visto que ocorre nas horas de maior pico de consumo.

O spike é um tipo mais rápido de sobretensão, que chega a atingir aproximadamente até três vezes a tensão nominal, que vem seguida de uma rápida subtensão, sendo ela duas vezes menor que a nominal, e o principal causador desse distúrbio é o chaveamento de cargas indutivas. O spike pode causar queima de placas de computadores, HD e fontes.

Por último, a sobretensão, que ocorre quando a tensão ultrapassa os 10% do limite máximo permitido pela rede, sendo a concessionária de energia a própria causadora desse problema.

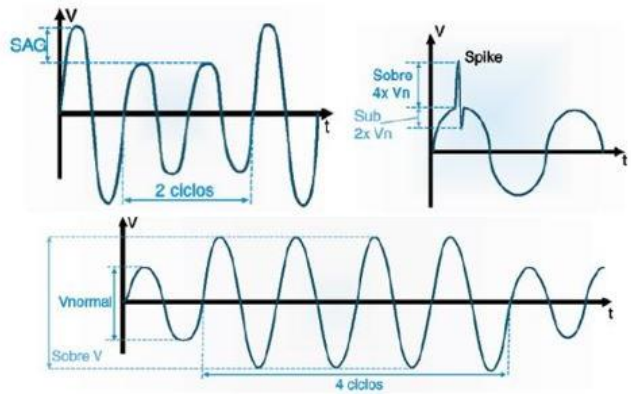


Figura 2 – Flutuações de tensão sag, spike e Sobretensão

A ANEEL determina por meio do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) os valores limites a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão, sendo que os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição. Esses valores estão representados no Quadro 1.

Quadro 1 – Limites de flutuação de tensão PRODIST Módulo8

Indicador	Tensão nominal		
	Vn ≤ 1,0kV	1,0kV < Vn < 69kV	69kV ≤ Vn < 230kV
Pst95%	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

4. FLUTUAÇÕES DE TENSÃO CAUSADAS PELOS SISTEMAS ON GRID

A inserção de fontes de energia não-despachável, como os sistemas fotovoltaicos, por exemplo, nos sistemas de distribuição de baixa tensão, dá origem a sobretensões na rede elétrica. Este é um dos distúrbios relacionados à qualidade de energia elétrica que mais influenciam na limitação da inserção de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de baixa tensão (TONKOSKI; LOPES; EL-FOULY, 2011).

Em estudos mais específicos, Tonkoski, Turcotte e EL-Fouly (2012) demostraram que a sobretensão ocorre também em situações nas quais existem picos de geração fotovoltaica e pouco consumo das cargas locais.

Segundo Mills (2009), no caso da geração fotovoltaica, os principais impactos causados pela inserção de sistemas FV se referem à flutuação de frequência elétrica e do nível de tensão, bem como da elevação de tensão em regime permanente, ocasionadas por alterações instantâneas da potência gerada, devido à variação da incidência solar, seja pela passagem de nuvens, seja por outras alterações climáticas.

A variação da irradiação solar que incide sobre os módulos faz com que a potência gerada pelos sistemas on grid seja variada ao longo do dia, sendo que quanto maior a radiação, mais energia será produzida.

Segundo Nunes (2017), devido a interação entre corrente fornecida pelo sistema fotovoltaico com a impedância da rede elétrica na qual está conectado, o perfil de tensão da rede elétrica tende a seguir essa variação de irradiância, originando a flutuação de tensão, que pode ser calculada como sendo uma variação percentual da tensão em relação ao seu valor médio.

A Figura 3 mostra o gráfico de curva de consumo e geração solar típicos em kW. Nela, é possível observar que o pico de geração FV dá-se das 10h às 14h, enquanto o pico de consumo dá-se das 12h às 13h e das 19h às 22h. Assim

sendo, durante o pico de geração FV, muita energia é produzida e pouco aproveitada, o que gera uma alta inserção da mesma na rede de distribuição, fazendo com que haja aumento nos níveis de tensão e frequência da rede, causando flutuações de tensão ao longo do dia.

Já durante os picos de consumo, que em sua maioria ocorre na parte da noite, onde já não há mais geração FV, a demanda da rede é mais alta, fazendo com que os níveis de tensão diminuam.

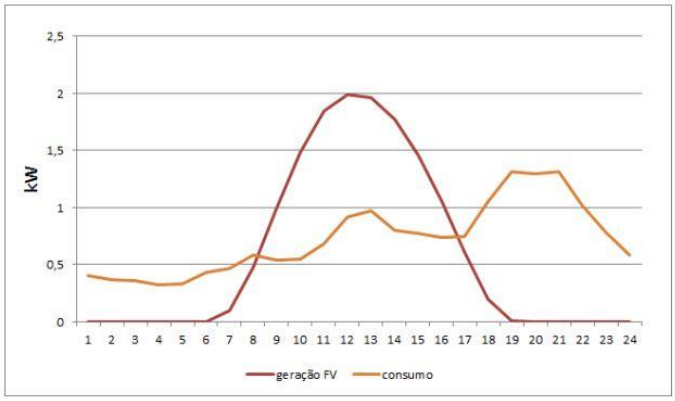


Figura 3 – Curva de consumo residencial vs. a geração solar FV

De acordo com Müller (2018), a queda de tensão é diretamente dependente das cargas conectadas ao sistema, de modo que apresenta grande variação ao longo de um dia, assim como percebe-se grande variação na curva de carga. Em períodos onde a carga conectada ao sistema é alta durante picos de consumo, a queda de tensão aumenta, podendo a tensão sair do patamar de tensão adequada. Em contrapartida, em momentos onde a carga conectada ao sistema é leve, essa queda de tensão é diminuída, podendo ocorrer sobretensão.

Ainda de acordo com Müller (2018), a microgeração fotovoltaica, quando conectada à rede de distribuição por um consumidor, gera aumento na tensão local no período de geração, sendo esse aumento muitas vezes benéfico para o sistema de distribuição.

Existe ainda a chamada “duck curve”, ou curva do pato, que ocorre quando existe uma alta produção de energia de fontes de geração distribuída

(GD) pelos consumidores, sendo que a mesma é utilizada de forma instantânea pela unidade consumidora que a produz, fazendo com que haja uma queda de demanda da rede durante o período em que o sistema FV está produzindo energia elétrica. Já ao final do dia, quando o sistema FV não está mais produzindo, e o pico de consumo é maior, a demanda tende a crescer consideravelmente.

Com o passar dos anos, houve um aumento de instalações de SFCR, e a curva do pato aumentou de forma considerável. Na Figura 4, pode-se ver que de 2012 à 2020, houve uma queda abrupta de demanda das 8h às 18h. E, logo após esse horário, é possível observar que há um grande aumento de demanda na rede. Ou seja, quanto menor é a demanda durante o dia, maior é a demanda durante a noite, isso faz com que a rampa entre a baixa demanda líquida durante o dia e o pico de demanda no início da noite fica cada vez mais agressiva, havendo muitas flutuações de tensão na rede elétrica.

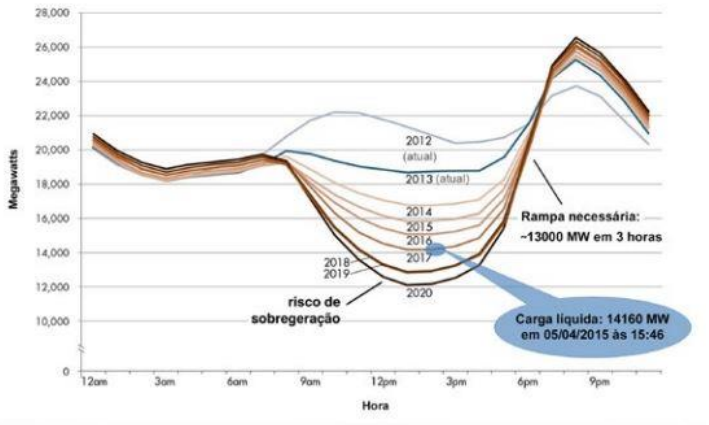


Figura 4 – Curva de consumo residencial vs. a geração solar FV

Segundo Borges (2019), com a presença de GD, alguns parâmetros da rede são afetados, como fluxo de potência devido à existência de fluxo bidirecional de potência, perfil de perdas elétricas e o perfil da tensão da rede. A operação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede resulta no comprometimento da qualidade da energia elétrica, em especial a elevação de tensão em níveis acima do permitido. Quando a potência gerada ultrapassa a

potência demandada pela carga, o excedente é injetado na rede de distribuição causando elevação de tensão no ponto de acoplamento comum.

O modelo tradicional do sistema elétrico está baseado na geração centralizada e distante dos grandes centros de consumo. Dessa maneira, para que a energia gerada chegue ao seu usuário final é necessário que seja transportada pelas linhas de transmissão e redes de distribuição. Esse transporte, no entanto, acarreta em perdas ao sistema, fazendo com que parte da energia gerada não chegue a ser comercializada (BARBOSA, 2018).

Como se sabe, os sistemas fotovoltaicos geralmente são instalados próximos ao consumidor, sendo assim, as perdas por transporte de energia das linhas de transmissão são evitadas.

Hou e Gao (2011) revisaram os impactos de GD em sistemas de distribuição, analisando os níveis de tensão, a planejamento da rede de distribuição e sua proteção. No que se refere à tensão, é citado o maior impacto da GD quanto mais próximo do nó final da rede ela estiver conectada, indicando a necessidade de medidas ativas para garantir a qualidade da energia. Foram citadas a variabilidade da potência injetada pela GD devido à intermitência de algumas de suas fontes de energia, trazendo maior complexidade ao planejamento da rede de distribuição que atenderá os consumidores. A inserção de GD no sistema podem causar diminuição da sensibilidade e perda da seletividade dos relés de proteção.

A geração FV, dependendo do nível de penetração no sistema, pode ajudar a melhorar o perfil de tensão ou agravar a variação de tensão, podendo chegar a ultrapassar os limites normativos. Enquanto a geração fotovoltaica é inferior à potência demandada pela carga, a geração FV tende a diminuir a corrente que flui na rede de distribuição, já que parte da carga é atendida pela GD; e assim reduzir a queda de tensão inerente a rede. Dessa forma, de maneira controlada a geração FV pode até atuar na regulação de tensão para compensar as quedas de tensão de carga pesada (BARBOSA, 2018).

5. CONCLUSÃO

Por ser uma fonte inesgotável e renovável, a energia solar FV vem se apresentando como forma bastante promissora nos dias atuais, ainda mais por ter sido implementado, no Brasil, o sistema de compensação de energia elétrica e pelos os custos estarem diminuindo cada vez mais.

As flutuações de tensão causam prejuízos tanto na rede elétrica, quanto em aparelhos, sejam eles eletrodomésticos ou comerciais, pois os mesmos possuem componentes que muitas vezes são bastante sensíveis a variações de tensão, fazendo com que os mesmos venham a queimar ou apresentar algum tipo de defeito.

Assim sendo, esse presente trabalho apresentou uma revisão bibliográfica sobre os impactos causados pela penetração dos SFCR nas redes de distribuição, mostrando que qualquer alteração, até mesmo na irradiação recebida pelos painéis solares afeta diretamente a potência gerada pelo sistema, causando flutuações de tensão na rede. Com isso, o aumento dessas flutuações pode causar uma elevação nas atuações dos equipamentos responsáveis pela regulação de tensão da rede.

Outro problema encontrado foi a chamada “curva do pato”, que representa a demanda líquida de energia, que é a diferença entre a previsão de demanda de eletricidade e a energia produzida esperada proveniente de fonte renovável, que também faz com o que haja elevação na atuação de equipamentos responsáveis pela regulação dos níveis de tensão.

Em suma, todos esses fatores dificultam e aumentam a complexidade da proteção, da previsão de carga e demanda, operação do sistema elétrico e podem causar anomalias na qualidade da energia disponibilizada na rede.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. 2021.

BARBOSA, M. F. L. Avaliação probabilística do impacto da microgeração fotovoltaica distribuída em redes de distribuição de energia elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

BORGES, C. F. Análise da qualidade da energia elétrica em um sistema fotovoltaico conectado à rede, IFG, Itumbiara, 2019.

HOU e GAO. Review of Impact of Distributed Generation on Distribution System. 2011. School of Electrical Engineering – Beijing Jiaotong University, 2011.

JUNIOR, J. U. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade, Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, 2010.

MILLS, Andrew et al. Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System - 2009. Disponível em <http://debarel.com/BSB_Library/2009_pv_variability.pdf>. Acesso em: 15/10/2021.

MÜLLER, L. M. Impactos da conexão de microgeração fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão, UFRS, Porto Alegre, 2019.

NUNES, E. A. F. Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos, UFRN, Natal, 2017.

PORTAL SOLAR. Como Funciona a energia solar. 2021. Disponível em: < https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-como-funciona-entenda-em-5-minutos>. Acesso em: 18/10/2021.

SCHNEIDER. Workshop Instalações elétricas de baixa tensão - Qualidade de energia - Harmônicas. p.19, 2003.

SOUSA, R. Matriz energética brasileira. 2020. Disponível em: < https://mundoeducacao.uol.com.br/geografia/matriz-energetica-brasileira.htm>. Acesso em: 25/09/2021.

TREVISAN, A. S. Efeitos da Geração Distribuída em Sistema de Distribuição de Baixa Tensão, Tese de Mestrado, UFPR, Curitiba, 2011.

TONKOSKI, R.; LOPES, L. A. C.; EL-FOULY, T. H. M. Coordinated active power curtailment of grid conneceted pv inverters for overvoltage prevention. IEEE Transaction on Sustainable Energy, v.2, n.2, p. 139-147, April, 2011.

TONKOSKI, R.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T. H. M. Impact of high pv penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. IEEE Transaction on Sustainable Energy, v.3, n.3, p. 518-527, July, 2012.

IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO COMPULSÓRIA DE TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NA OFERTA DE ELETRICIDADE

Jorge Bezerra[1]; Caio Leocádio[1]

[1]*Empresa de Pesquisa Energética – EPE*

RESUMO

A Lei Nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras, estabelece a obrigatoriedade de contratação de 8 GW de capacidade de termelétricas a gás natural, com início de operação até 2030 e nível de inflexibilidade operativa mínimo de 70%. Quando todas as usinas previstas na lei estiverem em operação, esta inflexibilidade resultará na geração compulsória da ordem de 5 GW médios de energia, incorrendo em uma série de consequências à expansão da oferta de eletricidade. Do ponto de vista econômico-financeiro, esta política energética poderá resultar em custos elevados aos consumidores, especialmente quando considerada a volatilidade dos preços internacionais de combustíveis e da taxa de câmbio do dólar americano. Neste sentido, este trabalho apresenta uma análise de sensibilidade do custo total de operação do SIN ao longo do horizonte decenal quando avaliado o impacto direto nos custos operacionais das termelétricas previstas na Lei, considerando diferentes cenários de preços internacionais de combustíveis.

Palavras-chave: Termelétrica, Gás Natural, Preços dos Combustíveis, Planejamento Energético, Política Energética.

ABSTRACT

Law No. 14,182/2021, which establishes privatization of the Eletrobras, defines the obligation to contract 8 GW of natural gas thermal power plants to start operation up to 2030 and the obligation to buy at least 544 TWh per year, resulting in a slew of implications for expanding the electricity supply. From an economic-financial point of view, this energy policy may result in high costs for consumers, especially when considering the volatility of international fuel prices and the US

dollar exchange rate. In this sense, this paper presents a sensitivity analysis of the total cost of operation of the Brazilian electricity system over the ten-year horizon when access the impacts on the operating costs of the thermal plants provided for in the Law, considering different scenarios of international fuel prices.
Keywords: Thermal Power Plants, Natural Gas, Fuel Prices, Energy Planning, Energy Policy.

1. INTRODUÇÃO

A Lei Nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização Eletrobras, estabelece em seu Art. 1º, §1º a obrigatoriedade de contratação de 8 GW de capacidade de termelétricas a gás natural, com início de operação escalonada entre os anos de 2026 e 2030. Embora a Lei estabeleça a modalidade de contratação via leilões de reserva de capacidade, da qual se espera a aquisição do atributo capacidade, fica definido que as contratações deverão prever um nível de inflexibilidade operativa mínimo de 70%. A partir do ano de 2030, quando todas as usinas previstas na Lei estiverem em operação, esta inflexibilidade resultará na geração compulsória da ordem de 5 GWmédios de energia ao ano, incorrendo em uma série de consequências à expansão da oferta de eletricidade.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) apresenta dois cenários de expansão centralizada da geração: o primeiro, denominado de “Rodada Livre”, no qual a expansão da oferta de eletricidade ocorre ao menor custo total de investimento e operação; e o segundo, denominado “Cenário de Referência”, que considera na otimização da expansão, restrições impostas por políticas energéticas, com destaque para as definidas pela Lei 14.182/2021. Cabe destacar que, em ambos os cenários, os critérios de adequabilidade de suprimento do sistema, definidos na Resolução CNPE n° 29/2019 e na Portaria MME n° 59/2020, são atendidos no horizonte decenal. Quando comparados os dois casos, observa-se um incremento de R$ 56 bilhões no custo de operação do sistema em relação ao cenário Livre, onde 98% deste valor refere-se ao custo de geração de energia prevista para as termelétricas da Lei 14.182/2021.

Além do expressivo aumento dos custos operacionais, esta medida poderá aumentar substancialmente a exposição dos consumidores à volatilidade dos preços internacionais de óleo e gás natural, além da volatilidade da variação cambial do dólar americano, caso seja permitido que agentes geradores realizem a indexação dos custos com combustíveis associados à geração inflexível aos marcadores de preços internacionais disponíveis na Portaria MME nº 42/2007, conforme ocorre nos leilões convencionais de contratação de energia.

Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma análise de sensibilidade do custo total de operação do sistema ao longo do horizonte decenal, em função de diferentes cenários de preços internacionais de gás natural (GN), por meio de seu impacto direto nos custos com combustível associados à geração inflexível das termelétricas da Lei 14.182/2021. Esta análise leva em conta as condições contratuais vigentes para repasse de custos com combustíveis aos consumidores, regidas pela Portaria MME nº 42/2007.

2. LEILÕES DE ENERGIA E A PORTARIA MME N º 42/2007

Nos leilões convencionais de energia, fica facultada às usinas termelétricas a gás natural participantes a indexação de uma parcela das receitas previstas nos CCEARs a preços internacionais de óleo e gás, ao dólar americano e à moeda nacional, conforme estabelecido na Portaria MME nº42/2007. Estas indexações valem tanto para a parcela de geração inflexível (RFComb), quanto para a geração variável (CVU).

Esta medida tende a trazer mais competitividade aos leilões, uma vez que diversas soluções de suprimento de gás natural e GNL, de origem nacional ou internacional, se tornam competitivas para participação nos leilões. Entretanto, a volatilidade dos preços internacionais de combustíveis e da taxa de câmbio do dólar americano insere elevados riscos aos consumidores de energia elétrica. Esta situação é agravada pelo fato de que não são previstos mecanismos de limitação de risco no caso de ocorrência dessas volatilidades,

como eventuais tetos de pagamento para CVU ou RFComb, nem revisão de cláusulas econômicas nos contratos de energia[1].

Com relação ao suprimento de gás natural no Brasil, parte significativa destina-se ao atendimento do setor elétrico, que em razão de suas características intrínsecas de sazonalidade e incerteza da oferta de geração renovável, impõe elevada variabilidade no consumo de gás natural. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a participação das termelétricas na demanda total de gás natural no Brasil, bem como as variações do consumo termelétrico e não termelétrico, desde janeiro de 2010 a dezembro de 2021.

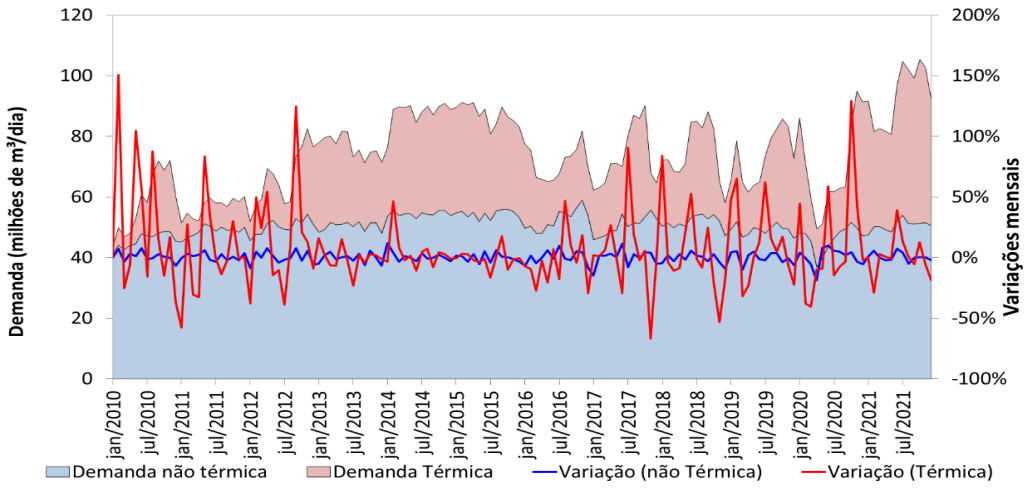


Figura 1 – Participação das usinas termelétricas a gás natural na demanda total de gás no Brasil, desde janeiro de 2010 a dezembro de 2021

Diante das necessidades do setor elétrico, a expansão mais econômica da oferta de energia de termelétrica a gás natural tem ocorrido fortemente baseada em soluções de suprimento a GNL internacional, com as usinas se localizando próximas aos terminais de regaseificação, inclusive desconectadas da rede de gasodutos. Todavia, conforme apresentado no Plano Decenal de

[1] Para contratação de novos empreendimentos, os prazos contratuais em geral são de 15 a 25 anos, fato que pode levar a grandes defasagens entre o pagamento pelos custos com combustível nos contratos de energia e oportunidades de suprimento mais econômicas no mercado de gás, com o transcorrer do tempo.

Expansão de Energia (PDE 2029), existe espaço para modelos de negócio competitivos de geração inflexível via leilões de energia. Porém, o custo da inflexibilidade do gás imposta ao setor elétrico deve ser compensado por baixos preços do combustível.

Ainda que tecnicamente possível, não se verificou a presença de muitas soluções de suprimento a gás nacional inflexível na expansão recente do setor elétrico via leilões de energia nova do SIN. Neste sentido, a Lei nº 14.182/2021 pode endereçar a contratação de empreendimentos que utilizem o gás nacional como alternativa principal de suprimento, associado a uma inflexibilidade elevada (mínima de 70%, conforme ditames da lei). Entretanto, caso sejam adotadas as regras da Portaria MME nº 42/2007 para atualização do CVU e da parcela referente ao RFComb, entende-se que a alocação dos riscos de volatilidade de preços estritamente aos consumidores possui a tendência de manter elevada a competitividade de soluções de suprimento via GNL em detrimento aos modelos de negócio de gás nacional, além de alocar um risco elevado de custos compulsórios aos consumidores de energia elétrica.

Sob a ótica da integração entre os setores de gás natural e eletricidade, considerando as definições da Lei nº 14.182/2021, um dos possíveis resultados de maior sucesso para o atendimento aos objetivos da política seria a contratação de usinas com suprimento a gás nacional, com reajustes dos custos dos combustíveis a índices nacionais (IPCA), a preços competitivos. Por outro lado, entre os possíveis resultados, estaria a expansão de suprimento majoritariamente a gás ou GNL internacional, com custos de combustíveis mais elevados e com maior volatilidade atrelados a preços internacionais.

A Figura 2 apresenta a variação, em moeda nacional, dos preços históricos mensais de combustíveis permitidos pela Portaria MME nº 42/2007: Henry Hub, National Balancing Point (NBP), Brent e Japan-Korea MarkerTM (JKM), todos publicados pela Platts. Além deles, são apresentadas as variações da taxa de câmbio do dólar americano e do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A referência é igual a 100 para todos os valores em janeiro de 2010, considerando o horizonte até novembro de 2021.

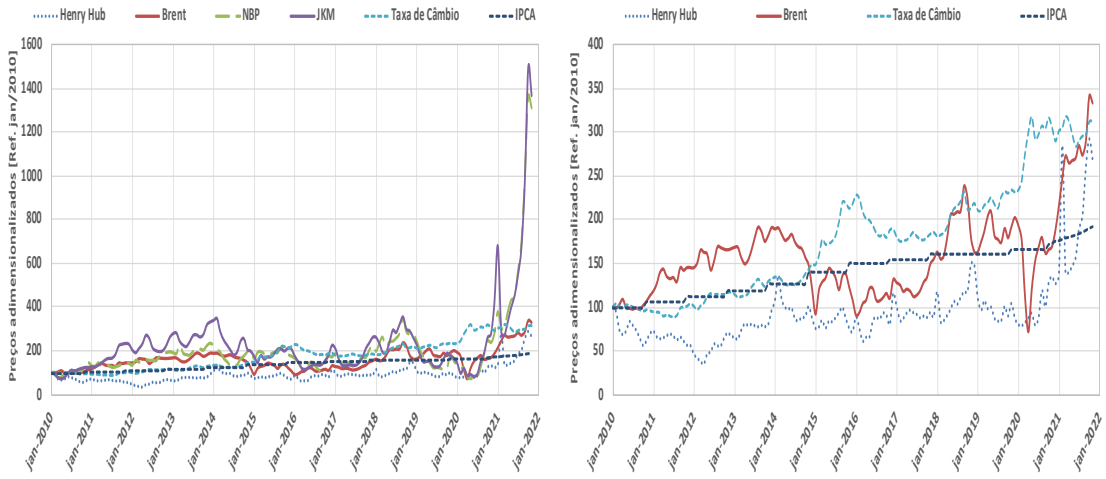


Figura 2 – Variação das indexações de combustíveis permitidas pela Portaria MME nº42/2007 para empreendimentos de geração a gás natural: (a) análise de todos os indexadores; (b) análise específica, desconsiderando JKM e NBP

Com base nos dados de preços e índices apresentados na Figura 2, é calculada a volatilidade de cada um dos marcadores presentes na Portaria MME nº 42/2007. Os resultados são apresentados na Tabela 1, em ordem crescente de volatilidade, onde os valores de "Volatilidade" são calculados admitindo-se a hipótese de Movimento Browniano Geométrico para os marcadores. Os valores da coluna "Volatilidade Relativa ao IPCA" são a razão matemática entre a volatilidade do marcador relativa à volatilidade do IPCA.

Tabela 1- Volatilidade dos marcadores de reajustes de custos com combustíveis para termelétricas a gás natural, dispostos na Portaria MME nº42/2007

Marcador	Volatilidade	Volatilidade Relativa ao IPCA
IPCA	0,0149	1,0
Dólar Americano	0,0363	2,4
Brent	0,1042	7,0
NBP	0,1388	9,3
Henry Hub	0,1499	10,1
JKM	0,1671	11,2

Nota-se que o IPCA é de fato o marcador de menor risco ao consumidor, enquanto o JKM apresenta risco 11 vezes superior ao IPCA, confirmando sua

maior volatilidade entre todos. Comparando-se somente os preços internacionais, verifica-se que o Brent apresenta menor volatilidade. Outro aspecto importante é que a atualização dos CVUs na definição do despacho por ordem de mérito permite um rearranjo da ordem de despacho das usinas, que pode atenuar o risco de volatilidade ao consumidor. Porém, quando se trata de geração inflexível, de compra compulsória pelo consumidor, o montante associado a essa geração não está sujeito ao despacho por mérito, expondo o consumidor ao risco de preços de combustível, sob a obrigatoriedade de pagamento pela geração, independentemente dos preços vigentes.

3. VISÃO DE FUTURO

A Lei nº 14.182/2021 estabelece a obrigatoriedade de contratação de 8 GW de capacidade de termelétricas a GN, com início de operação escalonada entre os anos de 2026 e 2030. Embora a Lei estabeleça a modalidade de contratação via leilões de reserva de capacidade, fica definido que as contratações deverão prever um nível de inflexibilidade operativa mínimo de 70%. A partir do ano de 2030, quando todas as usinas previstas na Lei estiverem em operação, esta inflexibilidade resultará na geração compulsória de mais de 5 GWmédios de energia ao ano, conforme se pode observar na Figura 3.

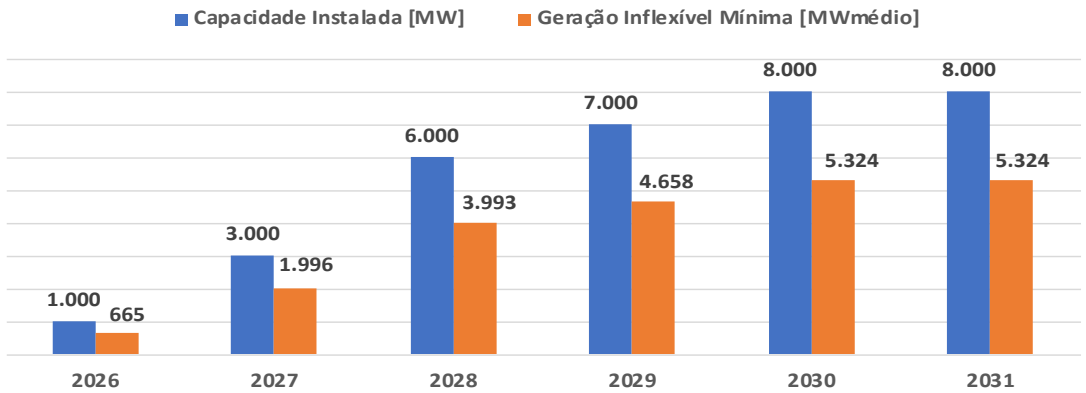


Figura 3 – Expansão acumulada da capacidade instalada e da geração inflexível mínima das contratações previstas na Lei nº 14.182/2021, no horizonte do PDE 2031

Admitindo-se que as usinas termelétricas deste dispositivo que vierem a ser contratadas tenham tecnologia de ciclo combinado, com elevada eficiência, estima-se que o consumo de gás natural alcance o valor médio de 21 milhões m³/dia a partir de 2030, somente para o atendimento à geração inflexível mínima de 70%, conforme Figura 4.

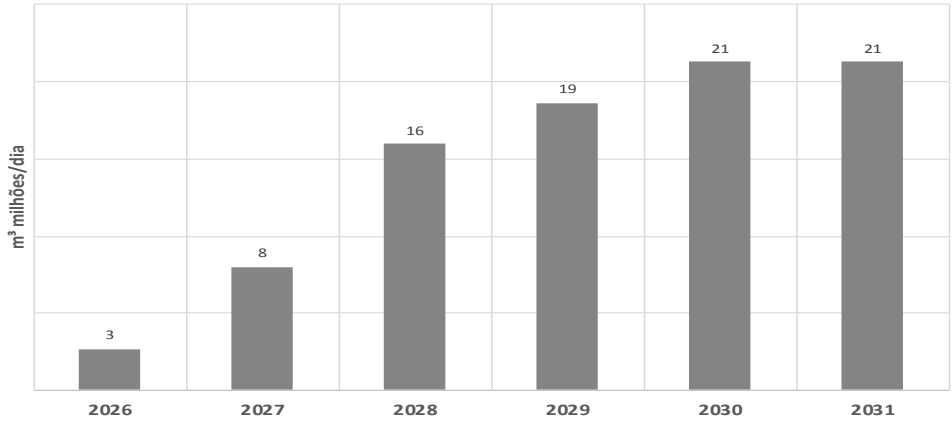


Figura 4 – Demanda média de gás natural para o atendimento à geração inflexível de 70% das termelétricas da Lei nº 14.182/2021

Conforme destacado, o PDE 2031 apresenta dois cenários de expansão centralizada da geração. Na Rodada Livre, verifica-se que a otimização da expansão resulta na indicação de fontes renováveis não controláveis para suprimento de energia. Combinado a isso, verifica-se a preferência pelas termelétricas a GN totalmente flexíveis para o atendimento ao requisito de potência. Neste cenário, a participação das termelétricas no suprimento de energia fornecida pela expansão da oferta é de apenas 5% para o ano de 2031, de um total de 9 GWmédios. O custo de investimento da expansão é de R$ 174 bilhões e o custo total de operação é de R$95 bilhões, acumulados desde 2022 até 2031. Por outro lado, no Cenário de Referência, considerando a efetivação das políticas energéticas, nota-se a energia atendida pela expansão de termelétricas é de cerca de 7,5 GWmédios, onde a participação das termelétricas previstas na Lei da Eletrobras corresponde a 45% deste total. O custo de investimento resulta em R$ 192 bilhões e o custo total de operação, em R$ 151

bilhões, considerando o horizonte decenal. Do incremento de R$ 56 bilhões no custo de operação do sistema em relação ao cenário Livre, 98% correspondem ao custo de geração de energia prevista para essas termelétricas.

Em outras palavras, esta política energética resultará num aumento dos custos de operação em cerca de 60%, comparado à Rodada Livre. No PDE 2031, admite-se o preço médio do GN na termelétrica (UTE) de US$ 5,6/MMBTU e um custo operacional médio de R$ 284/MWh (RFComb e CVU). Embora o PDE 2031 tenha apontado os custos expressivos decorrentes desta política, não se considerou no estudo os possíveis riscos de volatilidade associados à eventual indexação dos custos com combustível a preços internacionais, caso seja adotada a PRT MME nº 42/2007 no processo de contratação.

Para se ter uma visão de futuro, foram obtidos os preços futuros dos marcadores Henry Hub, Brent e JKM[2]. A série de dados considera contratos em base mensal, em horizonte a partir de abril de 2022 até abril de 2030. A análise comparativa entre os marcadores de preços tomou como referência fórmulas típicas de contratos de GNL, para a entrega do gás natural nas UTE no Brasil, incluindo custos da molécula e prêmio, liquefação, transporte, regaseificação e distribuição. Os resultados são apresentados na Figura 5.

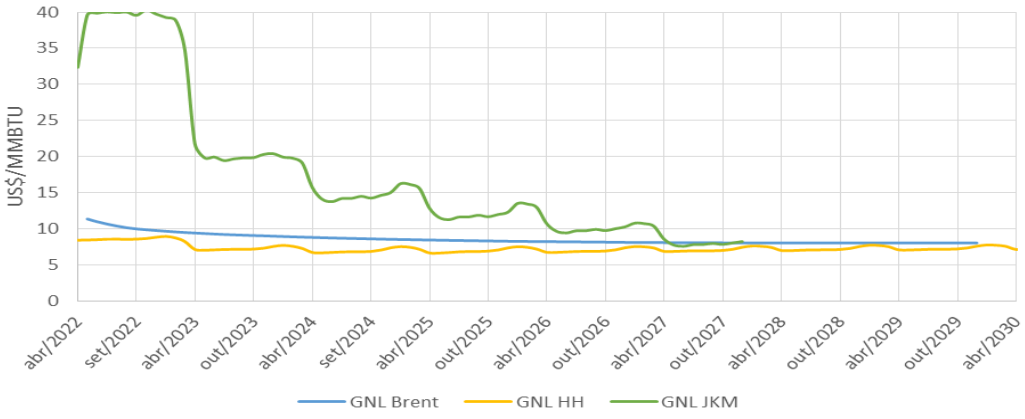


Figura 5 – Preços de GNL no Brasil em função de preços futuros para os marcadores Henry Hub, Brent e JKM

[2] Nas análises a seguir, não é considerada a volatilidade do dólar americano à moeda nacional. Entretanto, este parâmetro tende a ser, na prática, um fator adicional de volatilidade dos preços internacionais.

É possível observar na Figura 5 que a expectativa do mercado internacional é de que o JKM permaneça com preços sustentadamente elevados pelos próximos 5 anos. A partir de 2027, os efeitos conjunturais são atenuados e os preços de GNL atrelados aos diferentes marcadores convergem entre si. Como exemplo, uma UTE que operasse com contrato de GNL indexado ao JKM, assumindo custos logísticos adotados no PDE 2031, apresentaria CVU entre maio de 2022 e fevereiro de 2023 da ordem de R$1.800/MWh. Caso esta parcela esteja atrelada à geração inflexível (RFComb), a compra da energia deveria ser compulsória. No longo prazo, custos operacionais entre os diferentes marcadores convergiriam para valores entre R$350/MWh e R$380/MWh[3]. Uma análise complementar sobre a variabilidade dos preços futuros considera os valores mínimo e máximo identificados ao longo do horizonte compreendido entre abril de 2022 e abril de 2030, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Valores máximo e mínimo verificados nos preços futuros para o Henry Hub, Brent e JKM, entre abril de 2022 e abril de 2030

Marcador	*Henry Hub (US$/MMBTU)*	*Brent (US$/bbl)*	*JKM (US$/MMBTU)*
Máximo	5,03	104,97	39,46
Mínimo	3,03	71,79	6,72
Variação	**66%**	**46%**	**487%**

Com base na visão de futuro dos preços de combustíveis, foi realizada uma análise de sensibilidade do custo total de operação da inflexibilidade de 70% associada à geração das usinas previstas na Lei nº 14.182/2021. Além do cenário de referência, dois cenários adicionais de preços médios de gás natural são considerados: (i) com preço médio do gás na usina 30% superior ao do cenário de referência e (ii) com preço médio de gás na usina 50% superior ao cenário de referência. As informações das premissas para os cenários estão

[3] Admitindo-se taxa de câmbio de R$5,20/US$ (referência adotada no PDE2031).

resumidas na Tabela 3 e os resultados de evolução dos custos operacionais acumulados da geração inflexível, na Figura 6.

Tabela 3 – Premissas para análise de sensibilidade do custo da geração inflexível das termelétricas da Lei nº 14.182/2021

Cenário	Referência	Sensibilidade 1	Sensibilidade 2
Preço do GN na UTE [US$/MMBTU]	5,6	7,3	8,4
RFComb [R$/MWh]	284	358	407

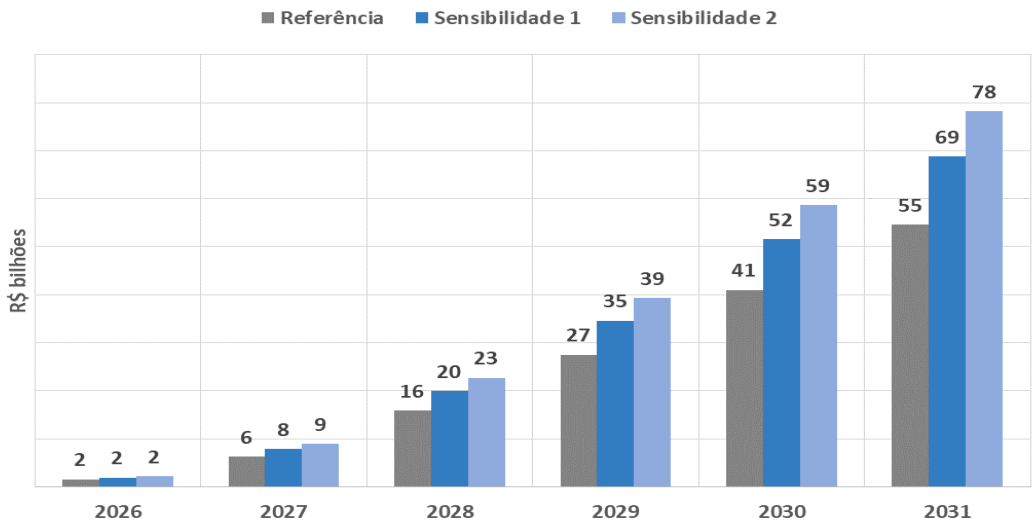


Figura 6 – Custo acumulado da geração inflexível das termelétricas da Lei nº 14.182/2021 no horizonte do PDE 2031

Pela Figura 6, é possível notar que o custo operacional acumulado pode assumir valores significativamente distantes do esperado, a depender dos reajustes dos custos com combustível previstos nos contratos de reserva de capacidade e dos preços realizados dos combustíveis no futuro. A partir de 2030, quando todas as usinas estiverem em operação, os custos anuais de operação poderão ser em torno de R$14 bilhões/ano no cenário de Referência, R$17 bilhões/ano na Sensibilidade 1 e R$19 bilhões ao ano na sensibilidade 2. Estes resultados podem ser obtidos pela diferença entre os custos acumulados avaliados nos anos de 2030 e 2031, na Figura . Portanto, além dos elevados

custos operacionais impostos ao SIN pela Lei nº 14.182/2021, os consumidores de eletricidade poderão ainda ter que arcar com elevados riscos financeiros de volatilidade atrelados a estes custos.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho apresentou uma análise de sensibilidade do custo total de operação do SIN ao longo do horizonte decenal, a partir de diferentes cenários de preços internacionais de gás natural que impactam nos custos com combustível associados à geração inflexível das termelétricas da Lei nº 14.182/2021. Foram considerados dois cenários adicionais de preços médios de gás natural são considerados: com preço médio do gás na usina 30% e 50% superiores ao cenário de referência.

Os resultados indicam que, se a Portaria MME nº 42/2007 for adotada irrestritamente na contratação das térmicas da Lei nº 14.182/2021, poderá haver alocação excessiva de riscos financeiros aos consumidores de eletricidade, especialmente no que se refere a aplicação de indexadores de maior volatilidade, como o JKM, com custos anuais adicionais de cerca de R$ 27 bilhões em relação ao considerado na visão de futuro do PDE. Cabe destacar ainda que a manutenção das regras atuais de indexação pode reduzir a competitividade do gás nacional, com menor efetividade no desenvolvimento da indústria de gás natural de origem nacional.

Por fim, espera-se que os resultados contribuam para a definição de uma alocação equilibrada de custos e riscos entre os agentes geradores termelétricos e consumidores de eletricidade nos contratos de reserva de capacidade, bem como orientem o mercado para a efetiva integração e mútuo fortalecimento entre os setores de gás natural e eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EPE (2022). Plano Decenal de Expansão 2031. Brasília: MME.

EPE (2019). Plano Decenal de Expansão 2029. Brasília: MME.

CME Group. (2021). Dados do Henry Hub, Brent e JKM obtidos em 02/03/2021, em: https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas.html

Ministério de Minas e Energia. (2021). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Dezembro de 2021

IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E O PAPEL DA REGULAÇÃO ECONÔMICA

Marina de Santana Souza[1]; Virginia Parente[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

A introdução da geração distribuída no Brasil, que se tornou mais acentuada a partir de 2015, provoca uma mudança estrutural importante no mercado de energia elétrica. Os consumidores pertencentes ao Ambiente de Contratação Regulada passam a ter a possibilidade de gerar a sua própria energia elétrica, total ou parcialmente, ao mesmo tempo em que continuam sendo consumidores da energia fornecida pelas distribuidoras locais. Neste contexto, objetivo deste estudo é analisar a natureza desta alteração estrutural ocasionada pelo fato de consumidores aderentes à geração distribuída, ainda que em uma pequena medida, contestarem o monopólio de fornecimento de energia elétrica da rede de distribuição, bem como identificar os impactos da regulação neste mercado. Para isso, parte-se se uma análise qualitativa de caráter exploratório, baseada em normas setoriais e em dados de mercado de energia elétrica no Brasil. Por fim, são considerados os impactos da Lei nº 14.300/2022, que institui o marco da geração distribuída no Brasil. Os resultados da análise realizada indicam que o rápido e consistente crescimento do mercado de geração distribuída no país marca uma significativa adesão dos consumidores à geração própria, fazendo com que essa mudança de comportamento da demanda altere a sua estrutura o suficiente para poder ocasionar impactos futuros ao planejamento da estrutura da oferta. A principal conclusão é que, diante da possibilidade de que o comportamento dos consumidores possa vir ter o potencial de afetar de forma difusa e intensa o volume da demanda de energia, pode ser importante que a regulação preveja mecanismos institucionais de reação do regulador a essas alterações de comportamento, especialmente no que tange ao planejamento físico e financeiro da oferta necessária ao suprimento da demanda.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Regulação Econômica; Desenho de Mercados; ACR; ANEEL; Política Pública.

ABSTRACT

The introduction of distributed generation in Brazil, which became more pronounced from 2015 onwards, causes an important structural change in the electricity market. Consumers belonging to the regulated market are now able to generate their own electricity, in whole or in part, while continuing to be consumers of the energy supplied by local distributors. In this context, the objective of this study is to analyze the nature of this structural change caused by the fact that consumers with distributed generation may partially contest the monopoly of electricity supply from the distribution network, as well as identify the impacts of the regulation in this market. To conduct this assessment, it starts with a qualitative analysis based on sectorial norms and on data from the electric energy market in Brazil. Finally, the impacts of Law nº 14.300/2022, which establishes the framework for distributed generation in Brazil, are considered. The results of the conducted analysis indicate that the rapid and consistent growth of the distributed generation market in the country marks a significant adhesion of consumers to generating their own energy. The main conclusion is that, given the possibility that consumer behaviour may have the potential to diffuse and intensely affect the volume of demanded energy, it may be important for regulation to provide institutional mechanisms for the regulators to timely and efficiently react to these behavioural changes, especially regarding the physical and financial planning of the supply necessary to meet the demand.

Keywords: Distributed Generation; Economic Regulation; Market Design; ACR; ANEEL; Public Policy.

1. INTRODUÇÃO

O início da implementação da política pública de geração distribuída (GD) no Brasil se deu a partir da publicação da Resolução Normativa da ANEEL Nº 482/2012 (REN Nº 482/2012). Em que pese outras formas de geração em

pequena escala, próximas às áreas de consumo, possam ser consideradas abrangidas pelo conceito mais amplo de GD, entende-se por GD, no contexto deste artigo, o conceito trazido pela REN Nº 482/2012, que define como microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalação de unidades consumidoras.

Segundo o relatório da Superintendência de Regulação de Serviços de Distribuição (SRD), que motivou a REN Nº 482/2012, buscava-se com o novo regime promover o incentivo à entrada em operação de usinas solares fotovoltaicas e termossolares no Brasil[1]. Naquele momento, os custos dos equipamentos de geração de energia elétrica de fonte solar eram ainda elevados, se comparados aos das demais fontes renováveis, o que lhes conferia certa desvantagem competitiva. Assim, neste ato, foram conceituadas as modalidades possíveis de GD, e instituídos incentivos econômicos provisórios, que deveriam ser revistos nos anos subsequentes, de acordo com o desenvolvimento e consolidação destas modalidades de geração que a ANEEL pretendia fomentar.

Do ponto da estrutura da demanda, a principal mudança introduzida pela REN Nº 482/2012 foi atribuir aos consumidores pertencentes ao ACR uma alternativa de suprimento de energia elétrica, sob uma modalidade de precificação da energia por ele produzida e consumida, que lhe conferiria a possibilidade de interferir nos seus próprios custos. Isto era inviável, antes da GD, quando a única modalidade de consumo para este grupo de consumidores era o fornecimento direto e compulsório pela concessionária local de distribuição, cujos custos eram dados pela tarifa por ela praticada, sem qualquer possibilidade de ingerência ao consumidor.

Esta mudança pode parecer singela, à primeira vista, mas tem um impacto importante na estrutura da demanda. Considerando que praticamente a

[1] A ideia de “motivar” refere-se ao sentido jurídico de explicitar o juízo de conveniência e oportunidade atinente à prática de um ato administrativo discricionário por ente da Administração Pública.

totalidade do espectro de serviços prestados pelas distribuidoras aos consumidores do ACR se dá sob o regime de monopólio – por razões tanto econômicas quanto normativas – a introdução de uma nova alternativa de fornecimento de energia, sob diferentes condições tarifárias, descaracterizaria parcialmente o monopólio de fornecimento, apenas nesta pequena parte do espectro dos serviços de distribuição atrelados à infraestrutura de rede.

Assim sendo, o objetivo deste estudo é analisar a natureza da alteração estrutural ocasionada pela introdução e pelo crescimento da GD no Brasil, bem como identificar os aparentes impactos da intervenção do Estado neste mercado e no seu desenvolvimento.

A presente análise se justifica por haver uma tendência à introdução de novas tecnologias e novas estruturas de mercado que trarão relevantes inovações ao setor elétrico, tanto do ponto de vista físico quanto do ponto de vista institucional. Inovações sistêmicas semelhantes ocorrem em todo o mundo, em diferentes graus de intensidade e velocidade, e parecem indispensáveis para possibilitar o cumprimento das metas de desenvolvimento sustentável dos acordos internacionais para conter a crise climática, especialmente pelo fato de a GD que mais cresce ser baseada em fontes renováveis. Desse modo, é importante observar a forma como os mercados e as autoridades reguladoras estão lidando com os desafios de promover e acomodar essas inovações.

Para atingir o objetivo proposto aplica-se uma abordagem qualitativa de caráter exploratório. Tal abordagem baseia-se referências teóricas sobre os monopólios naturais contestáveis, em normas setoriais e em dados de mercado. Inicialmente analisa-se um breve histórico da implementação da GD no Brasil. Posteriormente, passa-se à análise da estrutura da demanda no ACR e os impactos que o aumento da penetração da GD tem na estrutura da oferta. Já última seção deste artigo dedica-se às considerações finais que resumem as principais conclusões da análise.

2. O MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O mercado de GD foi introduzido no Brasil pela REN Nº 482/2012, entretanto, foi apenas a partir de 2015 que ele de fato começou a se desenvolver, com o advento da Resolução Normativa da ANEEL Nº 687/2015 (REN Nº 687/2015) e a publicação do Relatório do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). A partir destas duas principais medidas, estabeleceu-se no Brasil um ambiente institucional mais favorável ao engajamento de diferentes grupos de agentes econômicos às atividades econômicas relacionadas à GD.

Diante da baixa adesão espontânea dos consumidores, num primeiro momento, o próprio ProGD aduz, nas conclusões de seu relatório,[2] que um incentivo adicional à expansão da GD poderia advir da aplicação de recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) para projetos em universidades, hospitais e prédios públicos. Naquele momento, a estruturação do mercado parecia efetivamente depender de políticas públicas de incentivo.

Concomitantemente aos esforços do Governo Federal para promover a GD no país, ocorria a evolução tecnológica dos equipamentos de geração. Os módulos fotovoltaicos, por exemplo, vinham ganhando aumentos relevantes de eficiência de conversão, ao mesmo tempo em que o aumento da competitividade no mercado internacional possibilitava reduções nos preços, conforme se verifica na Figura 1.

[2] Vide §6, da pág. 205 do Relatório Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD, mencionado na nota de rodapé **Erro! Indicador não definido.**, supra.

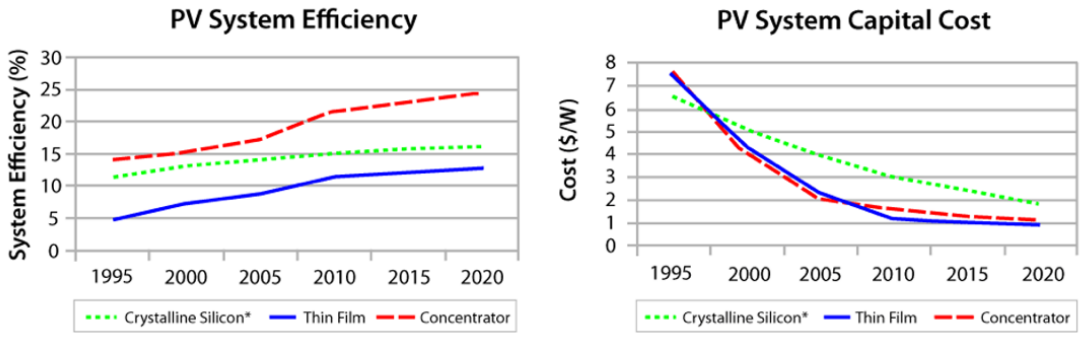


Figura 1 – Evolução da Eficiência de Conversão e dos Custos dos Módulos fotovoltaicos
Fonte: HANS, 2021.

O advento destas alterações na conjuntura tecnológica e econômica, propiciou um movimento de engajamento no mercado de GD, por parte dos consumidores, dos agentes ofertantes de equipamentos e dos integradores. Aos poucos, o ecossistema institucional e o mercado foram se estruturando. A partir de certo ponto, já não mais havia a necessidade de se “encubar” iniciativas protótipo promovidas pelo Governo Federal, ou mesmo pelas concessionárias de distribuição, com recursos do PEE, porque a GD se tornara mais atrativa, do ponto de vista econômico.

Esta tendência se verifica pelos dados de crescimento do mercado, desde 2012, refletidos na Tabela 1 que indica o crescimento anual da GD no Brasil.

Tabela 1 – Crescimento Anual da Geração Distribuída no Brasil

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Crescimento anual da GD no Brasil	80,0%	89,5%	89,1%	13,8%	91,7%	77,2%	36,1%	15,8%

Fonte: ABSOLAR, com base em dados publicamente disponíveis da ANEEL, atualizados até 01/04/2021.

A Figura 2, por sua vez, consolida a soma da potência dos sistemas de GD conectados à rede de distribuição, anualmente,

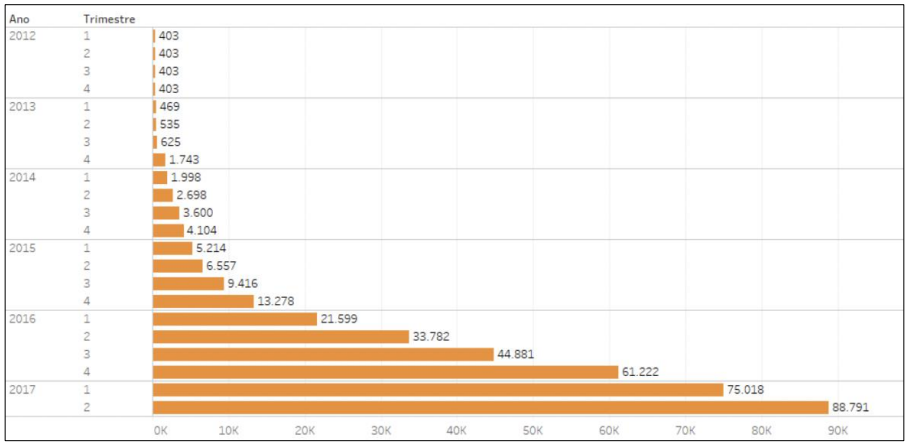


Figura 2 – Potência Total Conectada à Rede (kWp) - Acumulado

Fonte: Greener, com base em dados da ANEEL consolidados até maio de 2017.

Com base na evolução do mercado, verifica-se que, embora ele tenha sido fomentado pelas políticas públicas federais, desde 2012, somente com o advento das condições econômicas favoráveis é que ele tomou tração. A partir de 2016, tem-se um significativo crescimento, possivelmente impulsionados pela introdução da modalidade remota da GD, e pelo aumento dos limites de potência dos projetos de micro e minigeração.

A combinação destas alterações implementadas pela REN Nº 687/2015 e a redução de custos de equipamentos ocasionou uma onda de empreendedorismo, com empresas de todos os portes entrando no mercado para atender a esta demanda dos consumidores que queriam aderir à geração própria. A Greener mensurou este movimento empresarial (GREENER, 2020), coletando dados referentes ao ano de início das atividades das empresas integradoras que entrevistou para esta análise.

Tabela 2 – Ano de início das atividades de empresas de Geração Distribuída

Ano	2016 ou antes	2017	2018	2019	2020
Início das atividades no ano	25%	14%	20%	29%	12%

Fonte: Greener, 2020.

3. ANÁLISE DA DEMANDA

A análise deste mercado, sob a ótica da demanda, não é das tarefas mais simples. Embora haja uma multiplicidade de consumidores que poderiam aderir à GD e ao Sistema de Compensação, em tese, o que ocorre, na prática, é que para muitos destes consumidores essa escolha pode não ser economicamente vantajosa, por questões referentes ao perfil de consumo, custo de capital, ou mesmo a depender das tarifas praticadas pela distribuidora local, que, se forem muito baixas, tendem a não incentivar este tipo de investimento para migração de regime.

O universo de consumidores para quem a adesão à GD é economicamente favorável é, portanto, um tanto mais restrito do que o grupo de consumidores cuja adesão é permitida pela regulação vigente. É um perfil de consumidor altamente sensível à elasticidade preço, que enxerga na GD uma mudança apta a lhe conferir: possíveis ganhos de eficiência energética; redução de custos; e possibilidade de escolha de fontes renováveis de geração. Neste contexto, sob a ótica do consumidor, a substituição de consumo que se dá por meio da adesão é, geralmente, parcial. Eles produzem a própria energia, ao mesmo tempo em que continuam consumindo a energia disponibilizada pela distribuidora, sempre que a energia que produzam não seja suficiente para suprir a integralidade de seu consumo, ou nos momentos em que não há simultaneidade de geração e consumo.

O perfil de consumidores é bem diversificado. Em termos de quantidade de sistemas, há uma grande predominância dos consumidores residenciais, em termos de potência instalada, a predominância dos consumidores residenciais, seguida pelos consumidores comerciais, conforme se verifica nos gráficos da Figura 3.

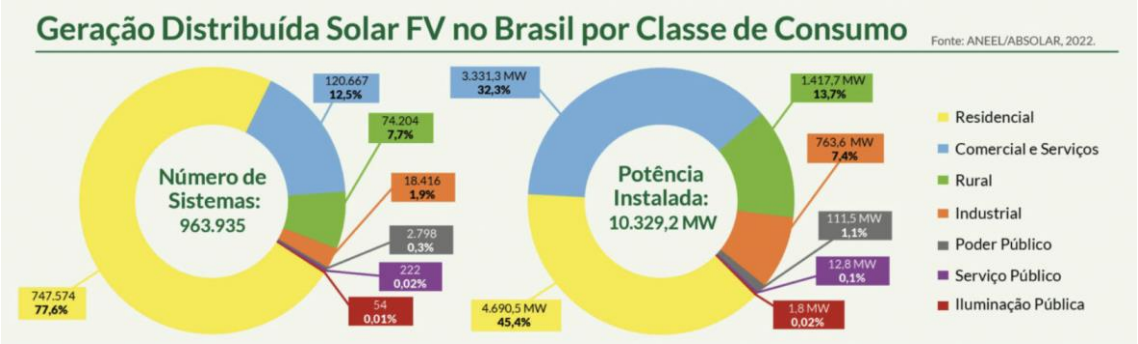


Figura 3 – Perfil de Consumidores com Geração Distribuída
Fonte: ABSOLAR com base em dados da ANEEL, 2022.

3.1 Impactos do Aumento da Demanda por Geração Distribuída na Estrutura da Oferta de Energia Elétrica

Em que pese os principais impactos da GD ainda sejam percebidos com maior intensidade do lado da demanda, por representarem uma boa alternativa para os consumidores interessados em ter maior controle e previsibilidade dos seus custos com energia elétrica, as projeções de crescimento, a partir de 2015, indicam que o aumento da penetração da GD pode chegar a impactar o planejamento da oferta de energia elétrica.

A Tabela 3 indica que mesmo com o acelerado ritmo de crescimento, a partir de 2015, o impacto da GD sobre a estrutura da oferta de energia elétrica ainda é muito pequeno.

Tabela 3 - Impacto da geração distribuída na oferta de energia elétrica

Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potência instalada de GD **(MW)**	14,2	64,0	191,7	590,8	2.118,9	4.654,1
Volume de energia gerada pela GDFV no Brasil[3] **(GWh)**	19,47	75,64	253,12	822,46	2.768,17	8.081,74
Volume de energia consumido no mercado cativo no Brasil **(GWh)**	314.984	330.116	313.654	312.705	316.482	302.848
Representatividade percentual no total do consumo anual do ACR **(%)**	0,006	0,02	0,08	0,26	0,87	2,67

Fonte: ABSOLAR, com base em dados publicamente disponíveis da ANEEL até 01/04/2021.

As Figuras 4 e 5 indicam que as projeções para os decênios de 2020 a 2030, e de 2021 a 2031, no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Conforme se verifica na Figura 4, abaixo, nas projeções para 2030, feitas em 2020, a modalidade de GD era tão pouco expressiva que sequer era individualizada nos gráficos.

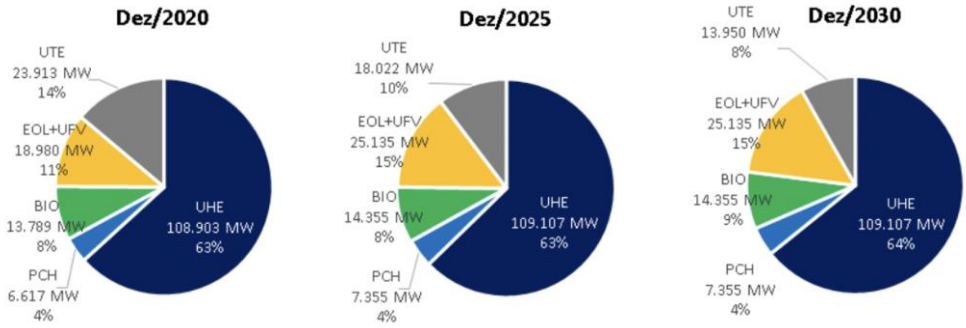


Figura 4 – Evolução da capacidade instalada e contratada do SIN – PDE 2030

Fonte: PDE 2030 da EPE, 2020.

Na Figura 5, que trata das projeções revistas em 2021, para o decênio de 2021 a 2031, verifica-se uma projeção da micro e da minigeração representando

3 Não foram encontrados dados abrangendo as demais fontes, razão pela qual são apresentados apenas os dados referentes à geração distribuída de fonte fotovoltaica (GDFV) que representa, atualmente, 98% do mercado de GD no Brasil.

17% da oferta de energia elétrica, em 2031, o que equivaleria a 37GW de potência instalada. É uma mudança significativa na estrutura da demanda, que talvez não contemple, ainda, o impacto da gradativa abertura do mercado livre para este mesmo grupo de consumidores.

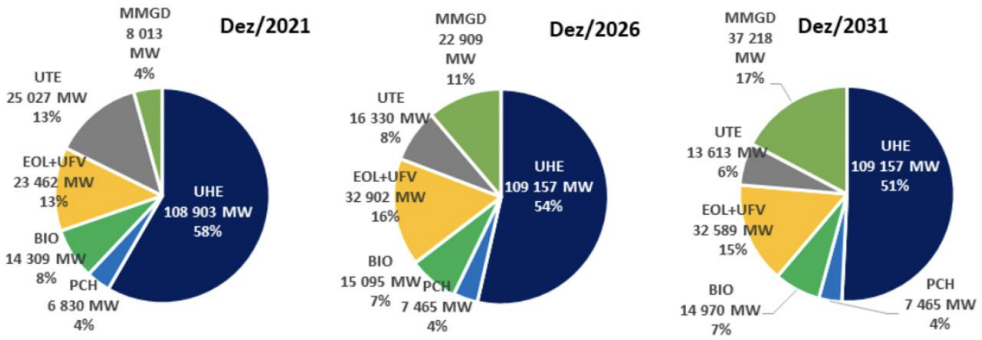


Figura 5 – Evolução da capacidade instalada e contratada do SIN – PDE 2031
Fonte: PDE 2031 da EPE, 2021.

4. CONCLUSÕES

Até o advento do da REN Nº 482/2012, que regulamentou pela primeira vez a política pública de GD no Brasil, não era permitido aos consumidores do ACR escolher a origem da energia elétrica ou de intervir nas condições estruturais do seu próprio consumo. A obrigatoriedade de consumir energia da distribuidora local, que opera em regime de monopólio natural, tornava esses consumidores vulneráveis às significativas oscilações de preço e de custos decorrentes de eventuais ineficiências de planejamento da oferta e da gestão das concessionárias de distribuição. A GD trouxe a este consumidor o poder de escolher e de planejar outras estruturas de fornecimento que poderiam ter custos menores, assim como maior previsibilidade e maior sustentabilidade.

Passados dez anos da publicação da REN Nº 482/2012, ficam mais evidentes os diferentes desafios de cada etapa da implementação desta política pública, e a adequação das intervenções regulatórias para endereçar esses desafios. Se, num primeiro momento, a maior incerteza recaía sobre as melhores formas de se fomentar o crescimento de um mercado incipiente, baseado em

tecnologias nascentes que ainda carregavam custos elevados, num momento posterior, o desafio se colocou sobre a incerteza acerca dos impactos de um crescimento tão acelerado impulsionado por um mercado subsidiado. Diante de fatores como: (i) a imprevisibilidade da disponibilidade de recursos hídricos para geração; (ii) o recorrente acionamento de usinas termelétricas; e (iii) o frequente aumento dos custos de energia, os consumidores passaram a aderir à GD num ritmo acelerado, chamando a atenção para possíveis riscos futuros de desequilíbrios estruturais. Se os níveis de crescimento do mercado se mantivessem em aceleração estável, em pouco tempo o impacto da energia gerada pelos consumidores para autoconsumo nesta modalidade de GD poderia afetar a previsibilidade da demanda e, consequentemente, trazer novas dificuldades ao planejamento da oferta.

Pode-se assim constatar que, do ponto de vista estrutural, o principal impacto da GD é atribuir poder de escolha ao consumidor do ACR, para que ele possa ter maior controle sobre os custos e sobre as fontes da energia que consome, mas há outros efeitos relevantes, dentre os quais destaca-se o fato de tornar o comportamento do consumidor do ACR uma variável difusa, mais imprevisível e capaz de impactar o planejamento físico e financeiro da estrutura da oferta de energia no país.

Desse modo é possível concluir que a Lei 14.300/2022, que instituiu o novo marco legal da GD no Brasil, aumentou consideravelmente os níveis de previsibilidade e de segurança institucional deste mercado, mas ainda delegou ao regulador a função de valorar atributos referentes aos impactos positivos e negativos desta política pública no presente e no futuro, por exemplo. Assim como houve uma alteração conjuntural imponderável, por volta de 2015, referente ao simultâneo aumento de eficiência e a redução de preços dos equipamentos, há o risco não desprezível de que possa haver, num futuro próximo, o advento de novas tecnologias que provoquem alterações estruturais semelhantes nestes mercados.

Por fim, vale destacar que a política pública da GD indica que pode ser necessário que o desenho de políticas públicas contemple, como regra, espaços

de incerteza regulatória destinados a preservar um mínimo nível de maleabilidade e de capacidade de reação, pelo regulador, para não coibir semelhantes evoluções tecnológicas ou estruturais futuras. Espaços de incerteza esses que poderiam ser mais claramente definidos no futuro, com maiores lastros factuais, já que realidades conhecidas permitem intervenções mais assertivas e eficazes no domínio econômico do que as realidades projetadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. Dados de mercado consolidados pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, parte dos quais disponível no link: http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html

BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 482/2012.

_ ANEEL. Resolução Normativa nº 687/2015.

_ ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Disponível no link: https://www.aneel.gov.br/modulo-3

_EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia, 2030. Disponível no link: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030. Acessado em 01/05/2022.

_EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia, 2031. Disponível no link: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031. Acessado em 04/06/2022.

_ Lei nº 9.427/96, que instituiu a ANEEL e disciplinou o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

_ Lei nº 14.300/22, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

_ MME. Relatório do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, 2019. Disponível no link: http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08. Acessado em 30/04/2022.

GREENER CONSULTORIA. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2° Semestre de 2017. Disponível no link: https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2-semestre-de-2017/

HANS, Amos. Efficiency Of Solar PV, Then, Now And Future, 2021. Disponível no link: https://sites.lafayette.edu/egrs352-sp14-pv/technology/history-of-pv-technology/. Acessado em 03/05/2022.

IMPACTOS DA NÃO ESTACIONARIEDADE DE SÉRIES HIDROLÓGICAS NA ENERGIA FIRME DE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS

Victor Gabriel Monteiro[1]; Daniel Henrique Marco Detzel[1]; Marcelo Rodrigues Bessa[1]; Mauricio Pereira Cantão[1]; Emerson Luís Alberti[2]

[1]Universidade Federal do Paraná; [2]Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. – ELEJOR

RESUMO

A não estacionariedade é um termo que indica a dependência de parâmetros estatísticos com o tempo. No Brasil, estudos recentes mostraram que usinas hidrelétricas (UHE's) em operação nos subsistemas Sul e ao sul do Sudeste/Centro-Oeste têm suas séries afluentes com evidências de tendências positivas. Já a Energia Firme (EF) indica a capacidade máxima de atendimento das usinas geradoras de energia considerando o pior período de afluências hidrológicas. Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo investigar os possíveis impactos das tendências em séries de vazão na EF de UHE's despachadas centralizadamente. Escolheu-se como estudo de caso as usinas de Fundão e Santa Clara, que operam em cascata no rio Jordão (PR). Foram aplicadas as técnicas não paramétricas de Mann-Kendall e Pettitt para avaliar a existência da não estacionariedade, a partir das quais os resultados mostraram vazões afluentes com tendências positivas iniciando a partir da década de 1970. As vazões médias anuais para os períodos pré- e pós-1970 aumentaram em 27%, consequentemente a UHE Fundão teve sua EF aumentada de 64,3 MW médios para 75,7 MW médios (acréscimo de 18%), enquanto a UHE Santa Clara observou um aumento de 64,9 MW médios para 76,9 MW médios (acréscimo de 17%). A participação relativa no SIN da UHE Fundão foi aumentada de 0,117% para 0,127% (acréscimo de 8,6%) e a UHE Santa Clara foi de 0,118% para 0,129% (acréscimo de 9,4%).

Palavras-chave: Energia Firme; Não estacionariedade; Sistema Interligado Nacional; Usinas hidrelétricas.

ABSTRACT

Non-stationarity is a term that indicates the dependence of statistical parameters with time. In Brazil, recent studies have shown that hydropower plants (HPP's) operating in the South and South Southeast/Center-West subsystems have their affluent streamflow series with evidence of positive trends. The Firm Energy (EF) indicates the maximum service capacity of the power generating plants considering the worst period of hydrological inflows. In this context, the present work aims to investigate the possible impacts of trends in flow series in the EF of centrally dispatched UHE's, choosing as a case study the Fundão and Santa Clara plants, which operate in cascade on the Jordão River (PR). The non-parametric techniques of Mann-Kendall and Pettitt were applied to non-stationarity assessment, and the results showed flows with positive trends starting from the 1970s. The average annual flows for the pre- and post-1970 periods increased by 27%, consequently the Fundão HPP had its EF increased from 64.3 average MW to 75.7 average MW (an increase of 18%). In turn, the Santa Clara HPP had an increase from 64.9 average MW to 76.9 MW (increase of 17%). Finally, the relative participation in the SIN of HPP Fundão increased from 0.117% to 0.127% (increase of 8.6%) and HPP Santa Clara increased from 0.118% to 0.129% (increase of 9.4 %).

Keywords: Firm energy; non-stationarity; National Interconnected System; Hydropower plants.

1. INTRODUÇÃO

A não estacionariedade de séries hidrológicas no Brasil repercute em diversas questões relacionadas ao planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) como na Energia Firme (EF). De acordo com Detzel *et al.* (2022) da análise de 161 UHE's em operação em janeiro de 2022, 77 apresentaram não-estacionariedade o que equivale a 48% das usinas.

De acordo com Morettin e Toloi (2004) uma série é chamada de estacionária se mantém as características estatísticas iguais independentemente do tempo, porém a maioria dos fenômenos examinados

exibem um comportamento não-estacionário, como as séries de vazões. Em séries hidrológicas, particularmente vazões em rios, a não estacionariedade pode se manifestar na forma de tendências de longo termo, que sugerem um acréscimo (ou decréscimo) progressivo das afluências ao longo do tempo.

Segundo Milly *et al.* (2008) os sistemas de gerenciamento dos recursos hídricos foram idealizados com o pressuposto da estacionariedade, o que pode resultar em problemas diversos quando a premissa não é satisfeita. Como exemplos, Cunderlik *et al.* (2003) abordam a não-estacionariedade de segunda ordem para uma análise de frequência de inundações agrupadas; Xie *et al.* (2018), por sua vez, aplicam modelos híbridos de previsão para séries de escoamento diário não estacionário. É de se esperar que as consequências da não estacionariedade sejam também percebidas em análises de interesse energético.

Nesse contexto, a EF é uma importante variável que indica a capacidade máxima de atendimento das usinas geradoras de energia considerando o pior período de afluências hidrológicas. Além de ser um valor relacionado à segurança energética do SIN, é também o valor que determina a Garantia Física das UHEs, que representa o limite superior de energia que uma usina pode comercializar em leilões. As EFs das usinas são determinadas utilizando simulações realizadas no modelo NEWAVE, que pertence à cadeia oficial de modelos para o planejamento e a operação do SIN.

Em se considerando uma situação de não estacionariedade das séries de vazão, o processo de rateio da energia assegurada do sistema entre UHE's é afetado em maior ou menor intensidade, dependendo das bacias hidrográficas na quais os empreendimentos estão em operação.

Assim sendo, o objetivo deste artigo é realizar um estudo de caso nas usinas de Fundão e Santa Clara (ambas operadas pela ELEJOR – Centrais Elétricas do Rio Jordão), que formam a cascata no rio Jordão (PR), investigando os possíveis impactos das tendências em séries de vazão na EF de UHE's despachadas centralmente.

2. METODOLOGIA

2.1 Área de estudo e dados utilizados

O presente artigo utilizou as séries de vazões afluentes às UHE's de Fundão e Santa Clara, localizadas no rio Jordão no estado do Paraná. As séries de vazões naturais médias foram retiradas do *deck* de preços disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2022) e variam de 1931 a 2020, em escala anual. Na Figura 1 é mostrada a série de vazões afluentes da UHE de Fundão e na Figura 2 a da UHE de Santa Clara. É notada a semelhança entre as séries de vazões, o que se deve ao fato de a UHE Santa Clara ficar à montante da UHE Fundão.

Figura 1 – Série de vazão afluente UHE Fundão

Figura 2 – Série de vazão afluente UHE Santa Clara

As EFs originais de ambos os empreendimentos foram calculadas pelo NEWAVE, obtendo-se 64,9 MW médios para UHE Santa Clara e 64,3 MW médios para UHE Fundão. É importante ressaltar que esses valores não coincidem com as garantias físicas homologadas para as usinas por conta da configuração utilizada para o sistema. Na época do estabelecimento desses valores, os *decks* de preços eram diferentes, incluindo parâmetros importantes como demandas e capacidade instalada dos empreendimentos de geração de energia de diferentes fontes. Portanto, para permitir a análise comparativa, optou-se em recalcular as EFs utilizando os dados descritos anteriormente.

2.2 Métodos empregados

Para a análise de não estacionariedade, foram empregados os testes estatísticos de Mann-Kendall e Pettitt. As técnicas utilizadas são não paramétricas, de maneira que podem ser utilizadas sem adotar uma distribuição marginal de probabilidades específica para as séries analisadas.

O teste de Mann-Kendall (MK), é um dos métodos mais usados para verificar a existência de tendências de longo termo em séries hidroclimáticas. Conforme Yue *et al*. (2002), a técnica é baseada na suposição de que a probabilidade de acontecimentos dos elementos de uma amostra é a mesma. Assim, o teste computa os sinais frutos da subtração de elementos sequenciais da série. Dessa maneira, em uma amostra que não apresenta tendências tanto de aumento ou redução o resultado da estatística fica em torno de zero.

De acordo com Yue *et al*. (2002) a estatística do teste é definida pela equação (1):

$$MK = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^{n} sgn\left[z_j - z_i\right] \quad (1)$$

Sendo *sgn* [ ] o sinal resultante do cálculo entre colchetes, o qual resulta em -1, 0 ou 1 para sinais negativos, zero, ou positivos, respectivamente. A variância da estatística é calculada pela equação (2):

$$VAR[MK] = \frac{n(n-1)(2n+5)}{18} \quad (2)$$

Por último, é calculada a variável normal padrão pela expressão (3):

$$z = \begin{cases} \dfrac{MK-1}{\sqrt{VAR[MK]}}, & se\ MK > 0 \\ 0 & se\ MK = 0 \\ \dfrac{MK+1}{\sqrt{VAR[MK]}}, & se\ MK < 0 \end{cases} \quad (3)$$

No teste bilateral, rejeita-se a hipótese nula (H_0) de série sem tendência quando $z > z_{\alpha/2}$, para um nível de significância α, adotado neste trabalho como 5%.

A segunda técnica para avaliar a existência de não estacionariedade é o teste de Pettitt (PT). Este teste procura encontrar um ponto de quebra que mostre em qual instante a amostra começou a ter um comportamento estatisticamente diferente do anteriormente observado (Rougé *et al*., 2013).

O teste de Pettit é realizado com as equações (4), (5) e (6) conforme Pettitt (1979):

$$PT(\tau) = \sum_{i=1}^{\tau} \sum_{j=\tau+1}^{n} sgn[z_j - z_i] \quad (4)$$

$$sgn[z_j - z_i] = \begin{cases} 1, se\ (z_j - z_i) > 0 \\ 0, se\ (z_j - z_i) = 0 \\ -1, se\ (z_j - z_i) < 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$PT = max|PT(\tau)| \quad (6)$$

A estatística encontrada na equação (6) está atrelada ao índice temporal τ, que simboliza a data da possível quebra da amostra original. Segundo Zhang

et al. (2009), o nível de significância da estatística de Pettitt é aproximado pela equação (7):

$$\alpha \sim \exp\left(\frac{-6PT^2}{n^3 + n^2}\right) \quad (7)$$

De modo que se α for menor que o nível de significância adotado, no caso 5%, a hipótese nula de que as subamostras se encontram na mesma população é rejeitada.

Segundo Yue *et al*. (2002) quando há dependência serial entre os elementos de uma amostra é mais provável que o teste aponte tendência que, de fato, não existe. Assim quando há estrutura de autocorrelação significativa na série, é preciso removê-la. Desse modo as séries de vazões afluentes foram verificadas e submetidas à técnica de *pre-whitening*, que busca eliminar a persistência encontrada nos dados de uma amostra, conforme Yue *et al*. (2002).

Em sendo detectada a não estacionariedade, as séries foram submetidas a um processo de correção baseado na relação entre os coeficientes angulares das vazões acumuladas antes e depois do ponto de quebra (Detzel *et al.*, 2011). Essa técnica permite que a porção mais antiga da série seja corrigida para manter as estatísticas da parte mais recente.

Para o cálculo da EF utilizaram-se os modelos computacionais NEWAVE e SUISHI, empregando-se o procedimento usual adotado para este fim. De acordo com a ANEEL (2005), as EFs das usinas são determinadas utilizando os dois modelos, que assumem uma composição estática do sistema adequada para a igualdade do Custo Marginal de Operação com o Custo Marginal de Expansão, com risco de déficit restrito a 5%. Para tanto, aplica-se um procedimento sequencial: (i) definição da energia assegurada do SIN e (ii) rateio do resultado entre as usinas geradoras. Em (i), adota-se um processo iterativo para se chegar ao resultado: considerando uma configuração estática do SIN, atribui-se uma demanda para atendimento e utilizam-se os modelos para simular a operação do sistema, considerando 2000 cenários de Energias Naturais

Afluentes (ENA's) aos subsistemas. Dessa simulação, calcula-se a fração dos cenários que geraram déficits de energia e, caso essa fração não supere o critério de 5%, aumenta-se a demanda e simula-se novamente. Se a fração superar os 5%, o processo inverso é adotado. O problema é considerado convergido quando o critério de abastecimento é alcançado, sendo que nesse momento tem-se definida a energia assegurada do sistema. Em (ii), o rateio é feito proporcionalmente de acordo com a EF de cada empreendimento.

As EFs foram calculadas para duas situações distintas: utilizando séries hidrológicas originais e séries com correção para a não estacionariedade.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como descrito na seção anterior, antes de serem realizados os testes MK e PT foi verificada a persistência nas séries de vazões históricas. Ambas as séries analisadas apresentaram autocorrelações de primeira ordem para o nível de significância de 5%. Foram, portanto, submetidas ao procedimento de *pre-whitening*. Em seguida, foram realizados os testes, sendo o p-valor a probabilidade de se observar um valor da estatística de teste, com resultados apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Resultados dos testes MK e PT para as vazões históricas

Teste	Legenda	UHE Fundão	UHE Santa Clara
MK	P-valor	0,04	0,05
	Estatística	2,08	1,98
PT	P-valor	0,05	0,06
	Ano de quebra	1970	1970

O teste de MK identificou tendências de longo termo nas duas séries analisadas. Além disso, como o resultado da estatística foi positivo, sugere-se que a tendência é de aumento das vazões. Por sua vez, no teste PT, a série da UHE Fundão apresentou quebra significativa e a da UHE Santa Clara ficou próxima do critério de significância, mostrando que o regime do rio Jordão se

modificou a partir da década de 1970. As vazões médias anuais para os períodos pré- e pós-1970 aumentaram 27%.

Com base nesses resultados, as séries hidrológicas passaram por um procedimento de correção da não estacionariedade e foram submetidas ao processo de determinação de EF, tal como descrito anteriormente.

Determinando primeiramente a EF de todo o sistema (*e.g.* Energia Assegurada do SIN) com as séries originais, obteve-se 55.067 MW médios; já para as séries corrigidas, a EF do SIN alcançou o valor de 59.610 MW médios (acréscimo de 8,3%). Importante ressaltar que neste processo a não estacionariedade foi verificada e corrigida em todas as usinas do parque gerador, de acordo com os resultados dos testes de MK e PT.

Passando para o rateio, os resultados mostraram que a UHE Fundão teve sua EF aumentada de 64,3 MW médios para 75,7 MW médios (acréscimo de 18%), enquanto a UHE Santa Clara observou um aumento de 64,9 MW médios para 76,9 MW médios (acréscimo de 17%). Na sequência, investigou-se se esse aumento na EF se refletiu também em aumento da participação relativa dos empreendimentos no atendimento da demanda do SIN. A participação relativa da UHE Fundão foi de 0,117% com a série original e após a correção da não estacionariedade subiu para 0,127% (acréscimo de 8,6%). Para a UHE Santa Clara o aumento foi de 0,118% para 0,129% (acréscimo de 9,4%).

Como análises complementares, analisaram-se outras UHE's do SIN em situações similares de não estacionariedade. A UHE Itaipu foi a que teve maior aumento de MW médios na EF, indo de 7.276,8 MW médios para 9.404,1 MW médios (acréscimo de 29,2%). Já a UHE Jurumirim foi a que teve o maior acréscimo na participação relativa do SIN. Sua EF subiu foi de 41,2 MW médios para 58,7 MW médios (acréscimo de 42,6%), de forma que sua participação relativa aumentou de 0,07% para 0,1% (acréscimo de 31,7%).

Em relação as UHE's que apresentaram decréscimo nas vazões, a UHE Aimorés foi a que teve a maior perda absoluta de MW médios na EF, com uma diminuição de 29,8 MW médios (decréscimo de 16,2%). A UHE Pedra do Cavalo foi a que teve o maior decréscimo de EF, de 63,6 MW médios para 47,4 MW

médios (decréscimo de 25,6%), também sendo a UHE que apresentou maior diminuição na participação relativa do SIN reduzindo de 0,12% para 0,08% (decréscimo de 31,2%).

Analisando por regiões as UHE's que apresentaram maior acréscimo na EF devido a correção da não estacionariedade ficam localizadas em sua maioria nos subsistemas Sul e sul do Sudeste/Centro-Oeste do SIN, principalmente nos estados de São Paulo, Paraná e Rio Grande do Sul. Já as UHE's que apontaram maior decréscimo na EF em sua maioria ficam nos subsistemas Nordeste e norte do Sudeste/Centro-Oeste, majoritariamente nos estados de Minas Gerais, Mato Grosso e Bahia.

4. CONCLUSÕES

As análises estatísticas realizadas nesse trabalho mostraram que as séries de vazões afluentes das UHE's de Fundão e Santa Clara são não estacionárias. Com a correção para a não estacionariedade, observou-se uma alteração na EF das UHE's mostrando que houve aumentos tanto nos valores absolutos quanto na participação relativa das usinas no SIN.

Com a correção da não estacionariedade das UHE's, o estudo mostrou um aumento de 8,3% na EF das UHE's do SIN, o que pode ser considerado um aumento expressivo. Indiretamente, essas alterações podem acarretar em impactos na tarifa elétrica, pois o valor de EF tem direta relação com a Garantia Física dos empreendimentos.

Analisando as UHE's do sistema foi observado que com a correção da não estacionariedade principalmente as UHE's de São Paulo tiveram maior acréscimo na EF. Isso se deve ao fato de apresentarem tendência de aumento de vazão, mesmo com à severa estiagem ocorrida nas distintas regiões do Brasil na década de 2010.

Por outro lado, foi verificado que as UHE's localizadas no estado de Minas Gerais apresentaram maior decréscimo na EF, o que se explica pelo fato de terem tendência de diminuição de vazão.

Como muitas séries de vazões não apresentam estacionariedade (Detzel *et al.,* 2022), recomenda-se levar isso em consideração em análises para a determinação da EF, devido às eventuais alterações oriundas das condições das séries hidrológicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Energia Assegurada – Cadernos Temáticos ANEEL n. 3, 2005. Disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf. Acesso em 03/06/2022.

CCEE – CAMERA DE COMÉRCIO DE ENERGIA ELÉTRICA. Painel de Preços, 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos. Acesso em 08/05/2022.

CUNDERLIK, J. M.; BURN, D. H. Non-stationary pooled flood frequency analysis, Journal of Hydrology, v. 276, 210–223, 2003.

DETZEL, D. H. M.; BESSA, M. R.; CANTÃO, M.; ALBERTI, E. L.; MONTEIRO, V. G. Dez anos de análises na estacionariedade das vazões afluentes às usinas do SIN: o que mudou? Submetido ao CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 13., 2022. P. 1-12.

DETZEL, D. H. M.; BESSA, M. R.; VALLEJOS, C. A. V.; SANTOS, A. B.; THOMSEN, L. S.; MINE, M. R. M.; BLOOT, M. L.; ESTRÓCIO, J. P. Estacionariedade das Afluências às Usinas Hidrelétricas Brasileiras. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 16, n. 3, p. 95–111, 2011.

MILLY, P. C. D., BETANCOURT, J., FALKENMARK, M., HIRSCH, R. M., ZBIGNIEW, W., LETTENMAIER, D. P., STOUFFER, R. J. Stationarity Is Dead: Whither Water Management? Science, v. 319, p. 573–574, fev. 2008.

MORETTIN, P. A.; TOLOI, C. M.C. Análise de séries temporais. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA., 2004.

PETTITT, A. N. A Non-Parametric Approach to the Change-Point Problem. Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics), v. 28, n. 2, p. 126–135, 1979.

XIE, T.; ZHANG, G.; HOU, J.; XIE, J.; LV, M.; LIU, F. Hybrid forecasting model for non-stationary daily runoff series: A case study in the Han River Basin, China, v. 577, 1-15, 2019.

YUE, S., PILON, P., CAVADIAS, G. Power of the Mann–Kendall and Spearman's rho tests for detecting monotonic trends in hydrological series. Journal of Hydrology, v. 259, n. 1-4, p. 254–271, 2002.

YUE, S., PILON, P., PHINNEY, B., CAVADIAS, G. The influence of autocorrelation on the ability to detect trend in hydrological series. Hydrological Processes, v. 16, n. 9, p. 1807–1829, 2002.

IMPACTOS DOS PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – UM ESTUDO DE CASO SOBRE O PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.

Arthur Rangel Laureano[1]; Luis Fernando Ferreira de Campos[2]

[1]Celesc Distribuição S.A.; [2]Universidade do Sul de Santa Catarina – UNISUL

RESUMO

As ações de expansão do sistema elétrico brasileiro sofrem cada vez mais com atrasos na sua elaboração e execução devido a questões burocráticas e ambientais. Essa situação exige novas alternativas para atender o constante crescimento do consumo de energia elétrica e minimizar o risco de um possível colapso no sistema elétrico nacional. As ações de eficiência energética buscam a redução do consumo e intensidade energética, ou seja, produzir mais utilizando menos. Estas ações estão ligadas intimamente à proteção do meio ambiente e ao desenvolvimento sustentável, mas se justificam inicialmente com a economia de energia proporcionada pelas ações de eficiência desenvolvidas e por não precisarem de grandes obras para serem implantadas. Este trabalho avalia os impactos da energia economizada advindas dos projetos executados pelo Programa de Eficiência Energética da CELESC (PEE CELESC) no sistema de distribuição de energia elétrica sob sua responsabilidade, verificando sua viabilidade para o sistema elétrico e a economia para a distribuidora de energia. Foi utilizado o método de pesquisa exploratória, com a coleta de dados realizada através de pesquisa documental. O estudo realizado indica que o custo médio para se economizar 1 MWh através dos projetos de eficiência energética do PEE CELESC foi 28,9% menor do que o custo médio para o fornecimento de energia elétrica pela distribuidora no período avaliado, gerando uma economia de R$ 98.998.354,13.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Energia Elétrica; Economia de Energia; Expansão Energética; Oportunidades; Políticas Públicas; Sustentabilidade.

ABSTRACT

The expansion actions of the Brazilian electric system are increasingly suffering from delays in their preparation and execution due to bureaucratic and environmental issues. This situation requires new alternatives to meet the constant growth in electricity consumption and minimize the risk of a possible collapse of the national electricity system. The energy efficiency measures seek to reduce consumption and energy intensity, that is, produce more using less. These actions are closely linked to environmental protection and sustainable development, but they are initially justified with the energy savings provided by the efficiency actions developed and because they do not need major works to be implemented. This paper evaluates the saved energy impacts resulting from projects carried out by the CELESC's Energy Efficiency Program (PEE CELESC) in the electric energy distribution system under its responsibility, verifying its feasibility for the electric system and the savings for the energy distributor. The exploratory research method was used, with data collection carried out through documentary research. The study indicates that the average cost to save 1 MWh through energy efficiency projects of PEE CELESC was 28.9% lower than the average cost for electricity supply by the distributor during this period, generating savings of R$ 98.998.354,13.

Keywords: Energy Efficiency; Electric Energy; Energy Savings; Energy Expasion; Opportunities; Public Policies; Sustainability.

1. INTRODUÇÃO

As ações de expansão do sistema elétrico nacional atualmente planejadas e em execução pelo governo brasileiro encontram-se em grande parte atrasadas. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2020a), das 927 centrais geradoras previstas para entrarem em operação até o ano de 2028, 361 (38,9%) estão com seus cronogramas atrasados. Visto que o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2019) preveem um crescimento de 44,4% no consumo de energia elétrica até

2029, esses atrasos aumentam o risco de colapso no sistema elétrico do Brasil nos próximos anos.

Essa situação acaba por exigir que novas alternativas para garantir o suprimento de eletricidade de maneira mais rápida e sem a necessidade de obras de grande porte, como novas usinas, linhas de transmissão e subestações, sejam incentivadas e implantadas. Nesse sentido, as ações de eficiência energética voltadas ao consumo final de energia elétrica podem ser uma boa opção para minimizar o risco de um possível colapso no sistema elétrico nacional.

No Plano Nacional de Eficiência Energética (MME, 2011), a eficiência energética é apresentada como ações que resultam na diminuição do consumo de energia na sua utilização para atender as demandas da sociedade sob a forma de luz, calor/frio, movimentação, transporte, entre outros. É eficientizar os processos, produzindo mais ou melhor com menor consumo de energia.

Tisi e Guimarães (2019) destacam alguns dos principais programas e políticas públicas de eficiência energética no Brasil, como o Procel e o Programa de Eficiência Energética em Prédios Públicos, a certificação para edifícios LEED (Leadership in Energy and Environmental Design), a Lei nº 9.991/2000 e o Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL, a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a criação da Tarifa Branca, entre outros. O certificado internacional LEED, o Procel e principalmente o PEE da ANEEL têm apresentado resultados relevantes na economia de energia elétrica.

O PEE da ANEEL investe anualmente cerca de R$ 550 milhões (ANEEL, 2020a), sendo executado como uma obrigação legal pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em todo o Brasil a partir dos contratos de concessão firmados em 1998 entre estas concessionárias e a ANEEL. A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, instituiu para as distribuidoras de energia a obrigação legal de investir anualmente 0,5% de sua receita operacional líquida em ações de combate ao desperdício de energia elétrica de acordo com as regras estabelecidas para o PEE da ANEEL (BRASIL, 2000).

Visando o cumprimento de suas obrigações legais, a Celesc implantou seu Programa de Eficiência Energética em 1999, o PEE CELESC. Este trabalho visa avaliar os impactos da energia economizada advindas dos projetos executados pelo PEE CELESC no sistema de distribuição de energia elétrica sob responsabilidade da Celesc Distribuição S.A e como esses projetos podem auxiliar no atendimento ao crescimento de energia elétrica previsto para os próximos anos e diminuir os custos totais da energia elétrica disponibilizada para os consumidores finais.

2. METODOLOGIA

Para obter os resultados e respostas acerca da problematização apresentada neste artigo, foi utilizado o método de pesquisa exploratória. Este tipo de pesquisa visa oferecer informações e orientar a formulação das hipóteses do estudo.

A coleta de dados foi realizada através de pesquisa documental junto a concessionária e a ANEEL com a finalidade de analisar os dados dos projetos de eficiência energética executados dentro do PEE CELESC entre os anos de 2011 e 2020 e as despesas com a aquisição, operação e manutenção do sistema de distribuição sob concessão da Celesc Distribuição S.A. no mesmo período.

Os resultados dos projetos de eficiência energética executados dentro do PEE CELESC no período acima determinado foram obtidos através dos dados disponibilizados pela distribuidora na página do seu programa e dos dados disponibilizados pela ANEEL no seu Observatório do Programa de Eficiência Energética (ANEEL, 2020c).

As despesas com o fornecimento de energia elétrica foram obtidas através das Notas Técnicas de Homologação pela ANEEL dos Reajustes e Revisões Tarifárias da Celesc, disponibilizados pela própria concessionária em sua página para relacionamento com investidores (CELESC, 2021). Os dados de consumo de energia elétrica na área de concessão da Celesc também foram obtidos nestas Notas Técnicas. Esses dados são agrupados sempre de agosto a julho do ano seguinte, logo os dados do ano de 2011 são correspondentes ao

período de agosto de 2010 a julho de 2011 e assim sucessivamente para os demais anos.

3. DESENVOLVIMENTO

3.1. Custo Médio Da Energia Evitada Pelo PEE CELESC

O PEE CELESC é um programa regulamentado pela ANEEL para cumprimento da obrigação legal prevista em seu contrato de concessão e pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 (BRASIL, 2000). Atualmente os programas de eficiência energética das concessionárias são regidos pelo Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE, com última revisão aprovada pela Resolução Normativa nº 920 da ANEEL (ANEEL, 2021c).

Esses programas desenvolvem ações voltadas para o combate do desperdício de energia elétrica e a redução da demanda desta energia no horário de ponta, período mais crítico para o fornecimento de energia elétrica. Por esse motivo, o PEE CELESC pode ser visto como uma "usina virtual", onde a energia e a demanda evitada são disponibilizadas a outros consumidores sem a necessidade de obras para a expansão do sistema de energia elétrica.

Para avaliar o impacto dessa "usina virtual" no sistema de distribuição da concessionária, é necessário calcular o custo médio da energia evitada no PEE CELESC, apurando os valores despendidos com as ações executadas nos projetos do programa e anualizando estes custos conforme o tempo de vida útil dos equipamentos utilizados nestas ações. No período de análise definido para este estudo, os projetos foram executados dentro de outras revisões do PROPEE e do Manual dos Programas de Eficiência Energética (MPEE). Em todas estas regulamentações a fórmula para o cálculo do custo anualizado é a mesma, que pode ser verificada no subitem 3.12.1.1 do Módulo 7 do PROPEE 2021 (ANEEL, 2008, 2013, 2018, 2020b, 2021c).

Para o cálculo do Custo de Energia Evitada (CEE) médio por ano do PEE CELESC somou-se os Custos Anualizados Totais atualizados dos projetos executados no ano e dividiu-se pela soma da Energia Evitada destes projetos, conforme fórmula apresentada em (1). A

Tabela **1** apresenta os resultados anuais do PEE CELESC no período entre 2011 e 2020. O Custo da Energia Evitada médio nesse período foi de R$ 227,54 por MWh evitado.

$$CEE_u = \frac{\sum CAT_i \times \frac{IPCA_f}{IPCA_i}}{\sum EE_i} \quad (1)$$

Onde:

CEE_u = Custo da Energia Evitada médio do PEE CELESC no ano *u*

ΣCAT_i = Custo Anualizado Total dos projetos executados no ano *u*

$IPCA_i$ = Índices básicos vigentes no mês de dezembro do ano *u*

$IPCA_f$ = Índices básicos vigentes no mês de dezembro de 2020

ΣEE_i = Energia Evitada dos projetos executados no ano *u*

Tabela 1 - Projetos do PEE Celesc Concluídos entre 2011 e 2020

ANO DE CONCLUSÃO	Nº DE PROJETOS	CAT (mil R$)	EE (MWh/ANO)	$IPCA_0$	$IPCA_f$	CAT ATUALI-ZADO (mil R$)	CEE (R$/MWh)
2011	0	0,00	0,00	3.403,73	5.560,59	0,00	0,00
2012	0	0,00	0,00	3.602,46	5.560,59	0,00	0,00
2013	2	6.278,88	28.839,41	3.815,39	5.560,59	9.150,90	317,31
2014	6	6.188,02	40.912,66	4.059,86	5.560,59	8.475,42	207,16
2015	3	4.971,14	32.346,08	4.493,17	5.560,59	6.152,11	190,20
2016	5	7.576,87	35.764,17	4.775,70	5.560,59	8.822,14	246,68
2017	5	4.008,34	17.713,12	4.916,46	5.560,59	4.533,49	255,94
2018	4	3.036,22	27.038,82	5.100,61	5.560,59	3.310,04	122,42
2019	8	4.316,30	15.088,41	5.320,25	5.560,59	4.511,29	298,99
2020	2	101,16	313,51	5.560,59	5.560,59	101,17	322,66
TOTAL	35	**36.476,93**	**198.016,18**			**45.056,54**	**227,54**

3.2. Custo Médio com o Fornecimento de Energia Elétrica pela Celesc

Por serem utilizados de forma oficial pelo órgão regulador, este estudo adotou os custos encaminhados anualmente para a ANEEL para o cálculo do Custo do Fornecimento de Energia Elétrica (CFEE) pela Celesc, como parte dos processos de definição das suas tarifas de energia elétrica, conhecidos como Revisões e Reajustes Tarifários. De acordo com a ANEEL (2017), a metodologia

adotada por ela para o cálculo tarifário classifica os custos das distribuidoras em dois tipos: Parcela A e Parcela B.

Fugimoto (2011) indica que a parcela A é composta por custos "não-gerenciáveis" pelas distribuidoras e incluem os custos com a compra de energia pela distribuidora para revenda, os custos de conexão e transmissão e determinados encargos setoriais, definidos por lei. Já a parcela B está relacionada aos custos gerenciáveis, sob o controle das distribuidoras, e incluem os custos para a prestação dos serviços de distribuição e a remuneração pelos investimentos realizados.

A

Tabela **2** apresenta os custos da Celesc com a parcela A e a parcela B da tarifa entre 2011 e 2020. Os valores foram somados e corrigidos monetariamente considerando sempre o índice do IPCA em dezembro de cada ano, atualizados para dezembro de 2020, conforme fórmula apresentada em (2).

$$CTC_i = (CPA_i + CPB_i) \times \frac{IPCA_f}{IPCA_i} \quad (2)$$

Onde:

CTC_i = Custo Total de Fornecimento Corrigido do ano *i*

CPA_i = Custo da Parcela A do ano *i*

CPB_i = Custo da Parcela B do ano *i*

$IPCA_i$ = Índices básicos vigentes no mês de dezembro do ano *i*

$IPCA_f$ = Índices básicos vigentes no mês de dezembro de 2020

Tabela 2 - Custos da Parcela A, Parcela B e Total de Fornecimento de 2011 a 2020

ANO	$IPCA_i$	$IPCA_f$	CPA (R$)	CPB (R$)	CTC (R$)
2011	3.403,73	5.560,59	3.226.621.775,82	1.179.941.655,09	7.198.894.315,44
2012	3.602,46	5.560,59	3.511.055.687,75	1.049.326.815,39	7.039.194.701,16
2013	3.815,39	5.560,59	2.886.776.407,43	1.044.699.030,95	5.729.774.153,58
2014	4.059,86	5.560,59	4.407.476.020,48	1.251.764.326,84	7.751.182.376,46
2015	4.493,17	5.560,59	6.278.402.387,80	1.420.838.227,25	9.528.310.829,92
2016	4.775,70	5.560,59	5.905.058.027,34	1.432.651.510,76	8.543.667.793,30
2017	4.916,46	5.560,59	5.903.574.854,27	1.435.330.305,07	8.300.411.808,49

ANO	$IPCA_i$	$IPCA_f$	CPA (R$)	CPB (R$)	CTC (R$)
2018	5.100,61	5.560,59	6.598.580.914,99	1.506.197.069,50	8.835.677.970,44
2019	5.320,25	5.560,59	6.288.485.382,86	1.637.482.878,68	8.284.020.460,59
2020	5.560,59	5.560,59	7.125.553.400,12	1.718.258.318,09	8.843.811.718,21
				TOTAL	**80.054.946.127,59**

Para o cálculo do CFEE médio pela Celesc, somou-se os custos totais corrigidos das Parcelas A e B no período analisado e dividiu-se pela soma da Energia Distribuída (incluindo perdas) no mesmo período, conforme fórmula apresentada em (3). A Tabela 3 apresenta os dados e os resultados de 2011 a 2020. O Custo de Fornecimento de Energia Elétrica médio da CELESC neste período foi de R$ 320,05 por MWh.

$$CFEE_{médio} = \frac{\sum CTC_i}{\sum ED_i} \quad (3)$$

Onde:

$CFEE_{médio}$ = Custo do Fornecimento de Energia Elétrica médio

CTC_i = Custo Total de Fornecimento Corrigido do ano *i*

ED_i = Energia Distribuída do ano *i*

Tabela 3 - Custo de Fornecimento de Energia Médio na Celesc de 2011 a 2020.

ANO	Energia Distribuída (MWh/ano)	CTC (R$)	$CFEE_{Total}$ (R$/MWh)
2011	21.705.415,00	7.198.894.315,44	331,66
2012	23.259.194,36	7.039.194.701,16	302,64
2013	23.259.194,36	5.729.774.153,58	246,34
2014	24.768.437,00	7.751.182.376,46	312,95
2015	25.441.352,84	9.528.310.829,92	374,53
2016	24.960.489,00	8.543.667.793,30	342,29
2017	25.525.274,00	8.300.411.808,49	325,19
2018	26.477.292,00	8.835.677.970,44	333,71
2019	27.548.649,00	8.284.020.460,59	300,70
2020	27.191.449,00	8.843.811.718,21	325,24
TOTAL	**250.136.746,57**	**80.054.946.127,59**	**320,05**

3.3. Impactos da Eficiência Energética na Rede da Celesc

Os impactos dos projetos de eficiência energética executados pelo PEE CELESC podem ser identificados através da comparação do custo médio da energia evitada nestes projetos com o custo médio para o fornecimento de energia elétrica pela distribuidora sob a ótica do sistema elétrico nacional e sob a ótica da concessionária de energia elétrica.

A análise sob a ótica do sistema elétrico visa avaliar a viabilidade do investimento em projetos de eficiência energética frente aos investimentos em expansão do sistema elétrico nacional. Conforme apresentado na

Tabela **1**, o custo médio para se economizar 1 MWh com os projetos do PEE CELESC entre 2011 e 2020 foi de R$ 227,54, 28,9% menor do que o custo médio para fornecer 1 MWh pela distribuidora no mesmo período, que foi de R$ 320,05 (Tabela 3).

Já a análise sob a ótica da concessionária visa avaliar os impactos financeiros destes projetos na sua rede de distribuição, ou seja, avaliar a economia advinda da energia evitada em projetos de eficiência energética considerando a diferença entre o custo médio da energia evitada do PEE CELESC e o custo médio para o fornecimento de energia elétrica pela distribuidora.

O Custo da Energia Evitada Total do PEE CELESC por ano é igual ao Custo Anualizado Total Atualizado do PEE CELESC do mesmo ano, conforme indicado na equação (4). O cálculo da Economia Total advinda do PEE CELESC seguiu as fórmulas apresentadas em (5) e em (6) e os resultados são apresentados na Tabela 4, com uma economia total de R$ 98.998.354,13.

$$CEET_i = CAT_i \quad (4)$$

$$E_u = \sum EET_p \times CFEE_u - \sum CEET_i \quad (5)$$

$$ET = \sum E_u \quad (6)$$

Onde:

$CEET_i$ = Custo da Energia Evitada Total do PEE CELESC no ano *u*

CAT_i = Custo Anualizado Total Atualizado do PEE CELESC no ano *u*

$\Sigma CEET_i$ = Custo da Energia Evitada Total do PEE CELESC de 2011 até o ano *u*

ΣEET_p = Energia Evitada Total dos Projetos do PEE CELESC executados de 2011 até o ano *u*

$CFEE_u$ = Custo do Fornecimento de Energia médio no ano *u*

E_u = Economia do PEE CELESC no ano *u*

ET = Economia Total Advinda da Energia Evitada do PEE CELESC

Tabela 4 - Economia Total dos Projetos do PEE CELESC

ANO DE CONCLUSÃO	Nº DE PROJETOS	CEET (R$/ANO)	EET (MWh/ANO)	CFEE (R$/MWh)	ET (R$/ANO)
2011	0	0,00	0,00	331,66	0,00
2012	0	0,00	0,00	302,64	0,00
2013	2	9.150.901,26	28.839,41	246,34	-2.046.601,00
2014	6	8.475.424,49	69.752,07	312,95	4.202.584,56
2015	3	6.152.110,04	102.098,15	374,53	14.460.384,33
2016	5	8.822.135,34	137.862,32	342,29	14.588.322,38
2017	5	4.533.491,85	155.575,44	325,19	13.457.514,35
2018	4	3.310.035,70	182.614,26	333,71	20.496.106,02
2019	8	4.511.288,82	197.702,67	300,70	14.493.805,37
2020	2	101.156,77	198.016,18	325,24	19.346.238,11
TOTAL	**35**	**45.056.544,27**	**198.016,18**		**98.998.354,13**

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo se propôs a avaliar como a eficiência energética pode auxiliar no atendimento ao crescimento no consumo de energia elétrica previsto para os próximos anos e diminuir os custos totais da energia elétrica disponibilizada para os consumidores finais verificando-se os impactos da energia economizada advindas destes projetos executados pelo PEE CELESC no sistema de distribuição de energia elétrica sob responsabilidade da Celesc Distribuição S.A.

Com um valor médio de energia evitada 28,9% menor do que o valor médio do fornecimento de energia pela distribuidora, a eficiência energética comprova-se como uma grande alternativa para o atendimento do crescimento

de energia elétrica no Brasil e na área de concessão da Celesc Distribuição. S.A. podendo ainda auxiliar na diminuição dos custos da energia para o consumidor final. A mesma quantidade de energia pode ser disponibilizada, a preços mais baixos, sem a necessidade de novas obras e com efeitos positivos no meio ambiente.

A economia acumulada de R$ 98.998.354,13 demonstra também que a eficiência energética pode ser uma alternativa viável também para as distribuidoras, mesmo sem considerarmos que os investimentos em seus programas de eficiência energética são uma obrigação legal e o valor investido advêm de fundo específico para esta finalidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Manual dos Programas de Eficiência Energética - MPEE. Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL. Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE 2013. Brasília: ANEEL, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656831/17648747/PROPEEv1.zip/d2b35d20-e830-71a5-c334-ea2d77df3a64>. Acesso em: 7 fev. 2021.

ANEEL. Entendendo a Tarifa. ANEEL, 2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>. Acesso em: 11 fev. 2021.

ANEEL. Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE 2018. Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656831/17648747/PROPEE_V02/10479686-0f46-88ef-ab6e-6337776c2bdd>. Acesso em: 7 fev. 2021.

ANEEL. Gestão do Programa - Programa de Eficiência Energética - ANEEL. ANEEL, 2020a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>. Acesso em: 24 out. 2020.

ANEEL. Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE 2020. Brasília: ANEEL, 2020 b. Disponível em:

<https://www.aneel.gov.br/documents/656831/20767220/PROPEE_V03.zip/9d39ed87-d33d-b936-3926-bb8003dbd05c>. Acesso em: 7 fev. 2021.

ANEEL. Acompanhamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica. ANEEL, 2021a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>. Acesso em: 11 ago. 2021.

ANEEL. OPEE. ANEEL, 2021b. Disponível em: <https://www.siase.org.br/webOpee/>. Acesso em: 22 ago. 2021.

ANEEL. Resolução Normativa no 920, de 23 de fevereiro de 2021. Brasília: ANEEL, 2021c. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-920-de-23-de-fevereiro-de-2021-*-306209537>. Acesso em: 8 jan. 2022.

BRASIL. Lei no 9.991, de 24 de julho de 2000. Brasília: Presidência da República, 2000. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9991.htm>. Acesso em: 7 fev. 2021.

CELESC. Revisão e Reajustes Tarifários. [s. l.], 2021. Disponível em: <http://ri.celesc.com.br/informacoes-financeiras/revisao-e-reajustes-tarifarios/>. Acesso em: 13 fev. 2021.

FUGIMOTO, S. K. Estrutura de tarifas de energia elétrica - análise crítica e proposições metodológicas. 2011. - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/T.3.2011.tde-10012011-140522>. Acesso em: 13 fev. 2021.

MME. Plano Nacional de Eficiência Energética: Premissas e Diretrizes Básicas. Brasília: MME, 2011. Disponível em: < http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 24 out. 2020.

MME; EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília: EPE], 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-

abertos/publicacoes/Documents/PDE 2029.pdf>. Acesso em: 22 out. 2020.

TISI, Y. S. A. B.; GUIMARÃES, L. N. de M. R. Políticas públicas de estímulos comportamentais à eficiência energética. Revista Videre, v. 11, n. 22, p. 247–263, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.30612/videre.v11i22.10178>. Acesso em: 24 out. 2020.

IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS DE EMPREENDIMENTOS DE SISTEMAS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO NORTE DE MINAS GERAIS

Érica Alves Pereira[1]; Júlia Oliveira Fernandes[1]; João Vitor Gomes de Araújo[1]; Hudson Dani Soares[2]; Fidel Edson Souza[1]; Jáder Fernando Dias Breda[1]

[1]Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri; [2]Q5 Engenharia e Consultoria

RESUMO

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia limpa e renovável, no qual, é possível com a sua utilização, a diminuição dos impactos ambientais existentes. Desde sua descoberta, a energia solar vem se destacando, principalmente em países com maiores incidências de irradiação solar, como é o caso do Brasil. A mesorregião do Norte de Minas é uma das regiões do país que mais se destacam em relação a grandes incidências solares. Para que a energia solar fotovoltaica seja melhor aproveitada foram criados programas de financiamentos e subsídios de incentivo que possibilitam uma maior difusão dessa tecnologia. Nesse sentido, este trabalho tem como objetivo descrever os principais programas e subsídios existentes, além disso, apontar seus respectivos impactos socioeconômicos, no qual, estes possam contribuir para a expansão do uso de sistemas de energia solar fotovoltaica no Norte de Minas. Para a coleta de informações foram feitas pesquisas bibliográficas por meio de artigos e sites que continham informações relevantes ao trabalho. Como resultado desta pesquisa, foi verificado que a energia solar fotovoltaica teve nos últimos anos uma grande ascensão graças a políticas públicas, pesquisas, incentivos fiscais e financiamentos proporcionados por bancos em todo o país, no qual, chegaram até o Norte de Minas e tiveram uma considerável aceitação tanto do governo estadual, de empresas e de pessoas físicas. O número de instituições financeiras que oferecem linhas de créditos, e o número de contratações vem crescendo consideravelmente ao longo dos últimos anos. Entretanto, ainda existem muitos desafios a serem superados para que nos próximos anos o setor fotovoltaico se torne tão importante quanto outros setores de energia elétrica.

Palavras-chave: Painel Fotovoltaico, Energia Solar, Impactos Socioeconômicos, Norte de Minas Gerais, Financiamento.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is a clean and renewable energy source, in which, with its use, it is possible to reduce existing environmental impacts. Since its discovery, solar energy has been standing out, mainly in countries with higher incidences of solar irradiation, as is the case of Brazil. The mesoregion of Northern Minas is one of the regions of the country that stand out in relation to large solar incidences. The creation of financing programs and incentive subsidies allowed the greater diffusion of photovoltaic solar energy technology. In this sense, this paper aims to describe the main existing programs and subsidies. In addition, to pointing out their respective socioeconomic impacts and how they can contribute to diffuse photovoltaic solar energy systems in the North of Minas. For the collection of information, bibliographic research was carried out through articles and websites that contained relevant knowledge to the work. As a result of this research, it found that photovoltaic solar energy had a significant rise in recent years thanks to public policies, research, tax incentives, and financing provided by banks across the country, which reached the North of Minas and had a considerable acceptance from both the state government, companies, and individuals. The number of financial institutions offering lines of credit, and the number of contracts, has grown considerably over the past few years. However, there are still many challenges to be overcome so that in the coming years, the photovoltaic sector becomes as diffused as other sectors of electricity.

Keywords: Photovoltaic Panel, Solar Energy, Socioeconomic Impacts, Northern Minas Gerais, Financing.

1. INTRODUÇÃO

Na última década o Brasil ganhou grande destaque com o uso de energia solar fotovoltaica, por ser um país com grande capacidade para implementação dessa tecnologia, devido ao grande potencial de irradiação solar existente (CABRAL et al., 2013).

Por ser uma das mesorregiões que mais se destaca em relação à incidência de irradiação no país, o Norte do estado de Minas Gerais presenciou uma maior ascensão da energia solar, e, por consequência, impactos socioeconômicos e melhores resultados em relação ao meio ambiente (RIBEIRO, 2018).

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo fazer um levantamento dos principais programas de financiamento e subsídios de incentivo existentes, que possam trazer para o Norte de Minas um aumento do uso desses sistemas de energia e maiores contribuições socioeconômicas. Além disso, o trabalho irá realizar uma análise dos impactos socioeconômicos causados na região, os principais resultados obtidos nos últimos anos, e os principais desafios encontrados para maior crescimento da energia solar fotovoltaica.

Os levantamentos feitos neste trabalho proporcionam à sociedade informações das principais formas de acesso à energia fotovoltaica. Além disso, traz os desafios existentes e as alternativas para que a energia fotovoltaica se torne ainda mais conhecida e chegue de maneira mais facilitada à população.

As informações necessárias para a elaboração deste trabalho foram feitas através de buscas em páginas da Internet de empresas de energia solar e de pesquisas por instituições financeiras que oferecem tais linhas de crédito.

2. PROGRAMAS DE INCENTIVO E PRINCIPAIS DESAFIOS PARA EXPANSÃO DE EMPREENDIMENTOS DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO NORTE DE MINAS GERAIS

Através da Resolução Normativa 481 do ano de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) autorizou que projetos de 30 a 300 MW tivessem

descontos de 80% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição, caso estes utilizassem fontes renováveis de energia. A outra resolução importante 482, do mesmo ano, permitiu a criação de Sistema de Compensação de Energia Elétrica e também ao acesso de microgeração e minigeração distribuída às redes elétricas das concessionárias, no qual, qualquer consumidor devidamente cadastrado ao Ministério da Fazenda, poderia conectar o seu sistema próprio de geração de energia, por meio de fontes renováveis, à rede de concessionária de energia elétrica. Além disso, foi impedido que ocorra a venda de créditos de energia na geração (SANTANA, 2016).

Realizaram-se dois convênios importantes (101/1997 e 16/2015) para isenções de ICMS de operações envolvendo alguns equipamentos voltados para a geração de energia solar ou eólica, criado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), além de, isentar os estados de cobrar ICMS sobre a energia inserida à rede. O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), criado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), criou linhas de financiamento para obtenção de sistemas fotovoltaicos (PEREIRA et al., 2019).

As principais políticas governamentais para o desenvolvimento energético solar, estão voltadas para três níveis: isenções fiscais e tributárias, incentivos financeiros e criação de demanda. De igual modo, o incentivo e a participação de estados e municípios podem tornar o Brasil, ainda mais, um país forte em estratégias para a expansão do sistema solar fotovoltaico, para que ocorra o melhor aproveitamento do potencial energético em todo território nacional.

2.1 Políticas Públicas de Incentivo em Minas Gerais

Tendo como referência o Atlas Solarimétrico de Minas feito pela CEMIG, foram criadas em 2013, a Política Estadual de Incentivo ao uso da energia solar e o Programa Mineiro de Energia Renovável (PEREIRA et al., 2019).

A alteração da Legislação em 2018, sobre o Fundo de Desenvolvimento Socioeconômico do estado, liberou que cooperativas e micro, pequenas e

médias empresas tivessem auxílio financeiro para implementação de sistemas de micro e minigeração distribuída.

2.1.1 Incentivo a Empresas e a Pessoas Físicas para Geração Distribuída

Com a possibilidade de instalação de equipamentos de energia solar fotovoltaica, o consumidor e também empresas podem por meio da geração, diminuírem suas contas de energia, por meio de acordo com as redes de distribuição. Ou seja, após descontado o consumo de energia do consumidor (consumidor-gerador), este recebe um crédito (em kWh) em sua conta pelo saldo de energia gerada e inserida na rede. Esse sistema de compensação de energia traz vantagens ao consumidor, pois, quando a energia gerada não é suficiente para a demanda de consumo, o saldo positivo antes recebido pela rede, é creditado na próxima conta do consumidor, no qual, este terá até 60 meses para usá-la (BEZERRA, 2021).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), o estado de Minas Gerais lidera nacionalmente o ranking de potência instalada de geração fotovoltaica, o que torna o incentivo do governo mineiro ainda mais importante (MINAS, 2021).

2.2 Incentivo ao Produtor Rural

A geração de energia nas propriedades rurais pode contribuir significativamente para o desenvolvimento sustentável no campo e para a diversificação da matriz energética por meio das fontes renováveis vinculadas ao agro, segundo a Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA) (SEBRAE, 2019). Além disso, existem muitas vantagens para o produtor rural ao utilizarem tal sistema de energia, como maiores lucros e maior produtividade nas propriedades rurais, menores custos mensais com sistemas de bombeamento e irrigação e maiores períodos de necessidade de irrigação de lavouras que coincidem com o período de pico de produção de energia elétrica.

Segundo a resolução da Aneel nº 687/2015, se estabelece a possibilidade de que uma unidade rural possa utilizar os créditos da energia excedente

gerados de sua mini ou microgeração distribuída, para compensar nas contas de energia de uma outra propriedade rural (SEBRAE,2019).

2.2.1 Banco do Nordeste

O Banco do Nordeste criou uma linha especializada com prazos acessíveis, bônus e juros baixos, para o financiamento de energia por fontes renováveis, incluindo sistemas de micro e minigeração distribuída de energia. Esta linha, denominada FNE Sol, possui condições favoráveis de financiamento para o produtor rural e empresas. Financia-se toda a instalação e todos os componentes utilizados nos sistemas de micro e minigeração de energia elétrica fotovoltaica, podendo ser de até 100% do valor do investimento (SEBRAE, 2019).

2.2.2 Banco do Brasil

O Banco do Brasil possui muitas linhas de créditos que atendem segmentos voltados para produtores rurais e atividades do agronegócio, uma delas é a linha de crédito Pronaf (Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar), que visa atender aqueles que desejam investir em sistemas fotovoltaicos (BRASIL, 2021a).

2.3 Incentivo às Empresas

Atualmente, muitas empresas estão buscando contribuir para que ocorra redução dos impactos ambientais e cada vez mais estão em busca de novos incentivos para tal ação. Financiamento público, incentivos fiscais e políticas regulatórias são categorias de contribuições feitas pelo governo para empresas que desejam investir em energias limpas, podendo estas, conseguir descontos e até mesmo isenção de impostos (CPT, 2012).

2.3.1 Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais

O Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG) possui linhas de créditos para financiamento de projetos voltados para energia fotovoltaica, no

qual, uma delas é o BDMG Solar Fotovoltaico (2017), que tem o objetivo de promover a implementação de tais projetos para o autoconsumo. A linha possui taxas atrativas e prazo máximo de 72 meses com carência de 6 meses e podem ser utilizadas por empresas que ganhem até R$ 4,8 milhões por ano (BDMG, 2020a).

2.4 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Através da Agência Especial de Financiamento Industrial (FINAME) Energia Renovável, o BNDES pode financiar em até 100% o valor total do projeto, incluindo a mão de obra para instalação e todos os equipamentos necessários para o projeto. Esta linha está disponível para produtores rurais, pessoas físicas e jurídicas, micro e grandes empresas, condomínios, entre outros. Para que o financiamento possa ocorrer é imprescindível que todos os equipamentos estejam credenciados no BNDES e sejam fabricados no Brasil (SOL, 2020).

2.5 Desafios

Embora existam políticas governamentais que cooperam para o desenvolvimento desse setor (isenções fiscais e tributárias; incentivos financeiros e criação de demanda), são necessárias políticas públicas que incentivem a implantação de plantas de geração, de instalações residenciais e implantação de indústrias locais. Além disso, iniciativas em curso são ainda bastante restritas (ELGAMAL et al., 2015). Existe a necessidade de políticas de incentivo para o setor de produção de células e módulos fotovoltaicos e os vários equipamentos utilizados, além de incentivos financeiros às empresas que buscam investir nesse setor.

É essencial que exista um volume mínimo de produção anual dos diferentes segmentos (equipamentos e componentes) do setor fotovoltaico, pois, sem uma demanda nacional que aumente a disposição e interesse de investimento em fábricas no país e a diminuição de riscos financeiros, a nacionalização desses segmentos será inviável. Portanto, para atrair

investimentos, torna-se necessário uma escala mínima de produção, o que é algo normal, tendo em vista os principais mercados industriais.

As linhas de financiamento para empresas e consumidores, a divulgação de benefícios e o respeito aos pré-requisitos para uma melhor estrutura de mercado são chaves essenciais para que haja uma cadeia de produção eficiente e criação de empregos locais, além dos demais benefícios ambientais que a energia solar fotovoltaica pode trazer ao país e ao mundo.

3. IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS DE EMPREENDIMENTOS DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO NORTE DE MINAS GERAIS

É evidente o quanto a pandemia do Covid-19 trouxe impactos para o Brasil e para todo o Mundo. Entretanto, mesmo com todas as dificuldades existentes, no ano de 2020 o Brasil alcançou a 9 ª colocação, com registros de 3,15 GW, entre os 10 países que mais instalaram sistemas de energia solar em todo o mundo. Aproximadamente R$ 15,9 bilhões foram investidos em 2020 no Brasil, enquanto que para o ano de 2021 os valores podem chegar próximos de R$ 23 bilhões de reais (PIONEIRA, 2021).

Segundo a Absolar (ABSOLAR, 2021), com o projeto de lei 5829/19, o marco legal da geração distribuída, tramitado na Câmara dos Deputados, o Brasil poderá investir até o ano de 2050 mais de R$ 130 bilhões, em que, mais de 1 milhão de empregos poderá ser ocupado referente a esse setor.

A seguir serão descritos os resultados obtidos e expectativas futuras de alguns programas de incentivo para expansão de empreendimentos de sistemas de energia solar fotovoltaica citados na seção anterior.

3.1 FNE Sol: Banco do Nordeste

O apoio do Banco do Nordeste trouxe resultados de crescimento do setor de geração distribuída, no qual, tiveram recursos que somam mais de R$ 500 milhões. Desde o início do Programa FNE Sol (maio/2016) até dezembro/2020,

o BNB financiou mais de 9.000 operações de micro e minigeração distribuída (BEZERRA, 2021).

3.2 Banco do Brasil

De acordo com o relatório de análise do desempenho do Banco do Brasil para o 2° trimestre do ano de 2021, o desempenho relacionado a soluções propostas para energia renovável foi bastante satisfatório, em relação a créditos ou consórcios ofertados. Para painéis solares e equipamentos voltados ao setor, foi fornecido um crédito de R$ 886,5 milhões. (BRASIL, 2021b).

3.3 BDMG Solar Fotovoltaico

O BDMG em parceria com o Banco Europeu de Investimento (BEI), até dezembro de 2020, financiou 10 projetos de usinas fotovoltaicas distribuídos em 10 municípios de Minas Gerais, dos quais 50% estão no Norte de Minas. Um dos projetos aprovados de usina solar fotovoltaica está localizado em Verdelândia, gerando anualmente 13.342 MWh (BDMG, 2020b).

De acordo com o relatório de sustentabilidade (2019) do BDMG, em Janaúba, microrregião localizada no Norte de Minas Gerais, foi instalada uma fazenda fotovoltaica pela empresa Órigo Energia. Esta empresa de energia solar teve início no ano de 2010 e atualmente possui vários projetos em todo o país. Através do BDMG e do BEI foi possível o financiamento de R$ 15 milhões para a instalação da fazenda fotovoltaica, na qual, esta pode gerar uma potência superior a 6.600 KW (BDMG, 2020b).

4. CONCLUSÃO

A tecnologia abordada no presente trabalho, a energia solar fotovoltaica, apresentou-se nos últimos anos uma grande ascensão e isso foi possível graças à pesquisa, políticas públicas, incentivos fiscais e financiamentos proporcionados por bancos em todo o país, no qual, chegaram ao Norte de Minas e tiveram bastante aceitação tanto do governo estadual, de empresas e de pessoas físicas. Diante do exposto, percebe-se que ainda há muitos desafios

encontrados para o setor de energia fotovoltaica. Embora tenha crescido nos últimos anos, ainda é um mercado consideravelmente pequeno, se comparado a outros setores de energia elétrica.

O número de instituições financeiras que proporcionam linhas de crédito de financiamento e o número de contratações destas linhas vem crescendo ao longo dos últimos anos, o que tornou mais acessível a aquisição de materiais e equipamentos. Entretanto, é possível perceber que mesmo tendo resultados bastante consideráveis, ainda se tem poucas informações sobre os financiamentos efetuados e seus efeitos sobre os consumidores e empresas que se dispuseram em investir em projetos de energia solar fotovoltaica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. Geração distribuída solar pode gerar R$ 173 bilhões em redução de custos aos consumidores até 2050, aponta AB-SOLAR. 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-solar-pode-gerar-r-173-bilhoes-em-reducao-de-custos-aos-consumidores-ate-2050>.

BDMG. BDMG – Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais Crédito Verde. 2020. Disponível em: <https://www.bdmg.mg.gov.br/credito-verde/>.

BDMG. BDMG – Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais: Relatório de Sustentabilidade.2020. Disponível em: <https://www.bdmg.mg.gov.br/relatorio-de-sustentabilidade/>.

BEZERRA, F. D. Micro e Minigeração Distribuída. [s.n.], 2021. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/678/1/2021_CDS_155.pdf>.

BRASIL, B. do. Banco do Brasil. 2021. Disponível em: <https://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/agronegocios/agronegocio---produtos-e-servicos/agronegocio-sustentavel/programa-agro-energia#/>.

BRASIL, B. do. Central de Resultados - Banco do Brasil RI. 2021. Disponível em:<https://ri.bb.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>.

CABRAL, I. de S.; TORRES, A. C.; SENNA, P. R. Energia Solar– Análise Comparativa Entre Brasil E Alemanha, 2013.

CPT, C. Brasil é o 8o em políticas de incentivo à geração de energia renovável | Notícias| Cursos a Distância CPT. 2012. Disponível em: <https://www.cpt.com.br/noticias/brasil-e-o-8-em-politicas-de-incentivo-a-geracao-de-energia-renovavel>.

ELGAMAL, G.; DEMAJOROVIC, J.; AUGUSTO, E. E. F. Os desafios da implementação da energia fotovoltaica no brasil: uma análise dos modelos nos principais mercados mundiais. XVII Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente, 2015.

MINAS, A. Governo aumenta incentivo à produção de energia elétrica de fontes renováveis. 2021. Disponível em: <http://www.agenciaminas.mg.gov.br/noticia/governo-aumenta-incentivo-a-producao-de-energia-eletrica-de-fontes-renovaveis>.

PEREIRA, R. C. et al. Políticas públicas para expansão da energia solar fotovoltaica: um estudo dos principais programas de incentivo da tecnologia no brasil. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2019.

PIONEIRA, S. Sicredi Pioneira RS | Energia Solar. 2021. Disponível em: <https://www.sicredipioneira.com.br/energiasolar/blog-post/noticias/brasil-esta-entre-os-10-paises-do-mundo-que-mais-instalaram-sistemas-de-energia-solar-em-2020>.

RIBEIRO, L. Estudo revela potencial solar em seis microrregiões de Minas Gerais. Estado de Minas, 2018. Disponível em <https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2018/03/04/internas_economia,941654/abencoadas-pelo-astro-rei.shtml>.

SANTANA, L. Resolução 482 da ANEEL: 3 Principais Pontos Comentados [+BÔNUS]. Blue Sol Energia Solar, 2016. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/resolucao-482-da-aneel-guia-completo/>.

SEBRAE. ENERGIA SOLAR PARA O PRODUTOR RURAL. [s.n.], 2019. Disponível em: <https://www.sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/UFs/RN/Anexos/gestao-e-comercializacao-energia-solar-para-o-produtor-rural.pdf>.

SOL, B. FINAME Energia Solar: Conheça Essa Opção para Financiamento de Sistemas Fotovoltaicos. Blue Sol Energia Solar, 2020. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/finame-energia-solar-conheca-essa-opcao/>.

SOLAR, F. E. Energia Solar Sicredi Pioneira RS e Sicredi Serrana RS. [s.n.], 2019. Disponível em: <https://forumenergiasolar.com.br/imgs/add00f0d51cdcc67940f0511337a0122.pdf>.

SOLAR, P. Energia Solar gera economia de 50% e 95% na conta de luz - Portal Solar – Tudo sobre Energia Solar Fotovoltaica. 2017. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/energia-solar-gera-economia-de-50-e-95-na-conta-de-luz.html>.

IMPLEMENTAÇÃO DE ALGORITMO PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA E ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Vinícius Estevam de Barros[1]; Vinícius da Silva Mateus[1]; Fernando Gonçalves de Almeida Neto[1]; Raphael Leite de Andrade Reis[1]; Ana Vitória de Almeida Macêdo[1]

[1]*Universidade Federal Rural de Pernambuco*

RESUMO

Este trabalho apresenta a implementação de um algoritmo de arquitetura aberta para realizar o cálculo do fluxo de potência em sistema de transmissão de energia, utilizando o método de Newton-Raphson. Os resultados obtidos são comparados com os calculados com o auxílio do software Anarede versão acadêmica, de propriedade do CEPEL, utilizado para estudos de operação e planejamento do sistema elétrico. Foram implementadas soluções de fluxo de potência para sistemas IEEE de 14, 57 e 118 barras operando em situações de contingência. As comparações realizadas mostram que o algoritmo proposto obtém resultados semelhantes aos fornecidos pelo software Anarede, validando o algoritmo desenvolvido.

Palavras-chave: Fluxo de potência, método de Newton-Raphson, operação, planejamento.

ABSTRACT

This work presents the implementation of an open architecture algorithm to calculate the power flow in a power transmission system, using the Newton-Raphson method. The results obtained with the proposed algorithm are compared with those calculated with Anarede software, academic version, owned by CEPEL, widely used for studies of operation and planning of the electrical system. Power flow solutions were implemented for IEEE 14, 57 and 118 bus systems operating in contingency situations. The comparisons carried out show that the proposed algorithm obtains similar results to those provided by the Anarede software, validating the developed algorithm.

Keywords: Power flow, Newton-Raphson method, operation, planning**.**

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico enfrenta diariamente desafios relacionados aos requisitos de funcionamento confiável e à garantia de atendimento aos clientes. Dessa maneira, faz-se necessário buscar soluções que permitam contornar as limitações e resolver os diversos problemas que podem surgir no sistema elétrico de potência (SEP). Nesse sentido, no que se refere ao atendimento da demanda, as fontes de geração de energias renováveis vêm se apresentando como uma alternativa recente para diversificar as fontes geradoras do SEP, agregando benefícios, mas também introduzindo novos desafios ao gerenciamento do sistema elétrico de potência. Um benefício apresentado é o aumento da potência disponível para o consumo. Porém, com isso, surge o desafio de lidar com a necessidade de transportar esta energia, fazendo-se necessário avaliar a robustez do sistema a ser utilizado para transmissão, com o propósito de identificar se o fluxo excedente demandado pela geração e pelas cargas poderá ser atendido. Essa verificação pode ser realizada por meio da interpretação dos resultados obtidos pelo cálculo do fluxo de potência, que pode ser acessado através da modelagem e da implementação das redes de transmissão, com o auxílio de *softwares* dedicados à solução do fluxo de potência. Com essas ferramentas, estudos sobre o funcionamento do SEP em regime permanente podem ser realizados para se antecipar os efeitos do crescimento da demanda, bem como as consequências desse aumento para a rede elétrica. Logo, a realização de estudos de regime permanente é de extrema importância para o sistema elétrico, uma vez que permite antecipar como o sistema responderá frente a diferentes situações, auxiliando no planejamento e no gerenciamento do SEP, evitando-se problemas futuros.

Embora existam *softwares* para a realização de estudos sobre os sistemas elétricos, essas ferramentas tipicamente apresentam arquitetura fechada, o que dificulta análises acerca do fluxo de potência, devido à necessidade de realizar investimentos para aquisição dos mesmos. Como uma

alternativa a essas ferramentas, este trabalho visa desenvolver um algoritmo de arquitetura aberta, capaz de calcular o fluxo de potência e fornecer dados para que o agente possa compreender o funcionamento da rede e seja capaz de elaborar planos de contingência ou planejar a expansão da rede. Para atender a esse propósito, propõe-se implementar o método de Newton-Raphson (NR), cuja validação da funcionalidade será realizada através da comparação dos resultados obtidos no cálculo do fluxo de potência de sistemas IEEE com os resultantes da utilização de uma ferramenta tipicamente aplicada para análise do SEP em regime permanente, o *software* Anarede.

Como proposta para a análise de contingências, foi utilizado o critério de confiabilidade $n-1$, definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no qual é estabelecido que o suprimento de energia deve continuar sem interrupção, mesmo após a retirada do elemento, e as condições de operações precisam continuar dentro das margens de estabilidade, frequência, tensão, entre outras variáveis da rede (Site do ONS, 2021). A convergência mais severa a ser aplicada nos diversos sistemas foi obtida com o programa de análise de contingências do *software* Anarede.

2. MÉTODO PARA CÁLCULO DO FLUXO DE CARGA

2.1 Problema do fluxo de potência

Durante a transmissão de potência, o sistema elétrico pode ser submetido a diversas situações que podem tirá-lo de suas condições ideais de operação. Dessa forma, garantir a estabilidade do SEP é extremamente necessário diante das adversidades encontradas, tais como o aumento da demanda e a inserção de outras fontes complementares à rede elétrica, como as energias renováveis, entre outras situações (Santos *et al.*, 2020). Uma das formas de avaliar o comportamento da rede e tomar medidas prévias com base nessas informações é através da análise do fluxo de potência.

O fluxo de potência na rede elétrica pode ser calculado através da solução de um conjunto de equações não-lineares que podem ser aplicadas para modelar o funcionamento do sistema elétrico. As equações (1) e (2),

apresentadas a seguir, detalham as expressões tipicamente utilizadas para a estruturação de algoritmos para o cálculo do fluxo de potência,

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} G_{km} Cos(\theta_{km}) + B_{km} Sen(\theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} G_{km} Sen(\theta_{km}) - B_{km} Cos(\theta_{km}), \quad (2)$$

nas quais as seguintes grandezas são utilizadas:

- P_k: Injeção de potência ativa na barra k;
- V_k: Magnitude do fasor de tensão nodal da barra k;
- Q_k: Injeção de potência reativa na barra k;
- G_{km} *e* $B_{km:}$ Componentes da matriz admitância, referentes ao sistema equivalente entre as barras k *e* m;
- θ_{km}: Diferença entre os ângulos de fase da tensão das barras k *e* m ($\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$);
- $K:$ conjunto de todas as barras do sistema.

As barras do sistema geralmente possuem duas variáveis conhecidas e duas incógnitas associadas a elas. Essa classificação é relevante pois, de acordo com as variáveis disponíveis, tem-se a definição dos tipos de barras, aspecto que pode influenciar na solução do fluxo de potência. Na Tabela 1 são apresentados os diversos tipos de barras, classificadas em função das variáveis conhecidas (MONTICELLI, 1983).

Tabela 1 – Classificação das barras, em função das variáveis conhecidas

Barra	Tipo	Variáveis conhecidas	Incógnitas
$V\theta$	Barra de referência	V_k e θ_k	P_k e Q_k
PV	Barra de geração	P_k e V_k	θ_k e Q_k
PQ	Barra de Carga	P_k e Q_k	V_k e θ_k

Fonte: Adaptado de (MONTICELLI, 1983).

O cálculo do fluxo de potência requer a resolução de um conjunto equações não-lineares, definidas para todas as barras que compõem o sistema

elétrico em estudo. Para resolver esse problema, métodos iterativos podem ser implementados como uma alternativa eficiente para obter uma solução. Uma abordagem possível, amplamente utilizada na literatura, é o método de Newton-Raphson, considerado neste trabalho.

2.2 Método Newton – Raphson

O estudo do fluxo de potência presente na rede elétrica toma como base as equações (1) e (2) para a definição de algoritmos que calculam grandezas de interesse – potências ativas e reativas, tensões e ângulos das barras -- de forma iterativa. O método de Newton-Raphson é uma abordagem muito utilizada na literatura para esse propósito, utilizando as equações (3) e (4), obtidas a partir de (1) e (2) para sua estruturação:

$$P_k{}^{esp} - V_k \sum_{m \in \mathrm{K}} G_{km} Cos(\theta_{km}) + B_{km} Sen(\theta_{km}) = 0 \quad (\text{barras } PQ \text{ e } PV) \tag{3}$$

$$Q_k{}^{esp} - V_k \sum_{m \in \mathrm{K}} G_{km} Sen(\theta_{km}) - B_{km} Cos(\theta_{km}) = 0, \qquad (\text{barras } PQ) \tag{4}$$

em que $P_k{}^{esp}$ e $Q_k{}^{esp}$ são os valores especificados de potência ativa e reativa, respectivamente. O método de Newton-Raphson é utilizado para encontrar aproximações para as raízes das equações (3) e (4) de forma iterativa. Para tanto, estruturam-se dois conjuntos de equações: um conjunto de equações com o formato de (3) e de (4) para as barras do tipo PQ, e um conjunto com expressões com o formato de (3) para as barras PV. Em seguida, definem-se as condições iniciais para as variáveis de tensão e de ângulo de cada barra PQ e PV. A partir das equações (3) e (4) e pelo método de Newton, são feitas aproximações lineares, de tal forma que a atualização das potências ativas e reativas nas barras, assim como as magnitudes de tensão e os ângulos, possam realizados de forma iterativa para cada iteração h, a partir dos incrementos ΔP_k^h, ΔQ_k^h, ΔV_k^h e $\Delta \theta_k^h$, obtidos conforme detalhado na equação (5) (MONTICELLI, 1983). Em (5), os incrementos das grandezas estão empilhados como um vetor

e a matriz jacobiana ($\boldsymbol{J}$) é utilizada na atualização, isto é, a solução do sistema de equações apresentado na equação (5) fornece as correções necessárias às magnitudes das tensões das barras e aos ângulos, realizadas através das equações (6) e (7),

$$\begin{bmatrix}\Delta P^h \\ \Delta Q^h\end{bmatrix} = \boldsymbol{J}\begin{bmatrix}\Delta\theta^h \\ \Delta V^h\end{bmatrix}, \text{ em que } \boldsymbol{J} = \begin{bmatrix}\frac{\partial P}{\partial\theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial\theta} & \frac{\partial Q}{\partial V}\end{bmatrix}. \quad (5)$$

$$V^{h+1} = V^h + \Delta V^h \quad (6)$$

$$\theta^{h+1} = \theta^h + \Delta\theta^h, \quad (7)$$

em que V^h e θ^h são vetores cujas entradas estão associadas às barras. O método é aplicado de forma iterativa até que um determinado valor mínimo de tolerância (Tol) seja atingido para as entradas de ΔP^h e ΔQ^h, ou então até que um número máximo de iterações h_{max} seja calculado. A seguir, é apresentado na Figura 1 o fluxograma detalhado com as etapas realizadas para a obtenção da solução através do método de Newton-Rhapson.

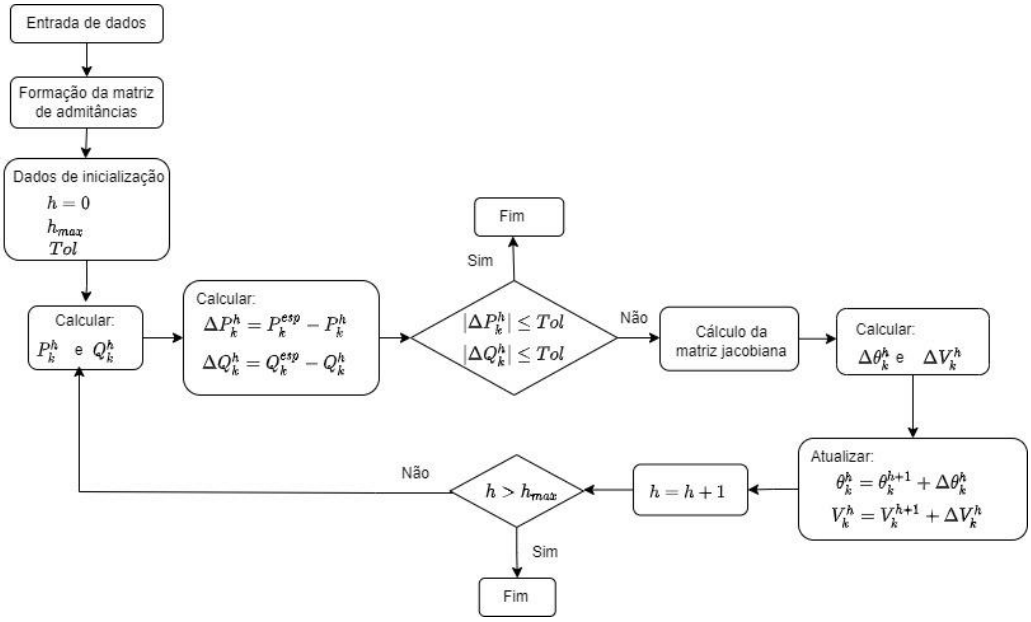


Figura 1 – Fluxograma da solução implementada através do método de Newton-Rhapson

2.3 Sistemas utilizados e contingências para testes

Com a finalidade de validar o algoritmo implementado, foram utilizados modelos de sistemas elétricos largamente conhecidos na literatura associada ao estudo de fluxo de potência. No contexto deste trabalho, foram considerados sistemas IEEE de 14, 57 e 118 barras.

O detalhamento desses modelos pode ser obtido através de arquivos disponibilizados entre os exemplos para estudos de caso no *software* Anarede. Para cada sistema, podem ser acessados os dados de barra e de linha, as condições iniciais do algoritmo, os limites de especificação e os critérios de convergência. Todos esses dados foram utilizados como entradas para um algoritmo desenvolvido em linguagem Octave/Matlab® e, para validar a implementação proposta neste trabalho, comparações com os resultados obtidos através do *software* Anarede foram realizadas. Para tanto, foram executadas simulações dos sistemas IEEE em situações de contingência, considerando-se a retirada de algumas linhas dos sistemas, conforme detalhado na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Contingências aplicadas

Sistema IEEE	Retirada das linhas entre as barras
14 barras	1 - 2
	1 - 5
	2 - 5
57 barras	25 - 30
	34 - 35
118 barras	38 - 37
	89 - 92 (Circuito 1)

Para simplificar as análises e, devido ao grande volume de dados, são apresentados e comparados os resultados obtidos nas seguintes situações:

- Retirada da linha entre as barras 1-2 no sistema IEEE 14 barras
- Retirada da linha entre as barras 25 - 30 no sistema IEEE 57 barras
- Retirada da linha entre as barras 89-92 (circuito 1) no sistema IEEE 118 barras

3. RESULTADOS

Como resultado das simulações realizadas, são apresentados os dados correspondentes às variáveis citadas na seção 2.1, são eles: tensão, ângulo, potência ativa e reativa nas barras. As contingências foram aplicadas com o objetivo de inserir uma perturbação no sistema e de testar o comportamento do algoritmo. Uma coluna de erro (identificada por $Err_V(\%)$ ou $Err_\theta(\%)$), em que se calcula a magnitude da diferença percentual entre o valor obtido no *software* Anarede e no algoritmo implementado, foi adicionada para facilitar a comparação. Para o cálculo do erro percentual do modulo da tensão, foi utilizada

$$Err_V(\%) = \frac{|V_{Anarede} - V_{Algoritmo}|}{|V_{Anarede}|} * 100\%, \quad (8)$$

enquanto para os ângulos utilizou-se uma equação de formato semelhante. Nas situações em que o erro percentual não pôde ser definido (por exemplo, quando o resultado obtido para o valor da grandeza no *software* Anarede é nulo), utilizou-se na tabela um traço. A seguir, são apresentadas as Tabelas 3, 4, 5, 6, 7 e 8 com uma seleção de barras e suas respectivas variáveis.

3.1 Sistema IEEE 14 barras

Caso: Retirada da linha entre as barras 1 - 2

Tabela 3 – Comparação de resultados de tensão e ângulo nas barras (IEEE 14 barras)

Barra	$V_{Algoritmo}$	$V_{Anarede}$	Err_V (%)	$\theta_{Algoritmo}$	$\theta_{Anarede}$	Err_θ(%)
1	1,06	1,06	0,00	0,00	0,00	-
2	1,05	1,05	0,00	-36,46	-36,00	1,27
3	1,01	1,01	0,00	-41,39	-41,00	0,96
4	1,00	1,00	0,00	-35,85	-36,00	0,41
5	0,99	0,99	0,00	-32,09	-32,00	0,28
6	1,07	1,07	0,00	-38,42	-38,00	1,11
7	1,05	1,05	0,00	-38,56	-39,00	1,12
8	1,09	1,09	0,00	-38,56	-39,00	1,12
9	1,05	1,05	0,00	-39,96	-40,00	0,10
10	1,04	1,04	0,00	-39,97	-40,00	0,06
11	1,05	1,05	0,00	-39,33	-39,00	0,85

12	1,05	1,06	0,03	-39,34	-39,00	0,87
13	1,05	1,05	0,00	-39,47	-39,00	1,21
14	1,03	1,03	0,00	-40,76	-41,00	0,59

Tabela 4 – Comparação de resultados de potência ativa e reativa nas barras (IEEE 14 barras)

Barra	$P_{Algoritmo}$	$P_{Anarede}$	Err_P(%)	$Q_{Algoritmo}$	$Q_{Anarede}$	Err_Q(%)
1	260,85	260,90	0,02	37,49	37,50	0,02
2	18,30	18,30	0,00	69,75	69,76	0,01
3	-94,20	-94,20	0,00	16,83	16,83	0,01
4	-47,80	-47,80	0,00	3,90	3,90	0,00
5	-7,60	-7,60	0,00	-1,59	-1,60	0,44
6	-11,20	-11,20	0,00	18,13	18,13	0,00
7	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
8	0,00	0,00	-	22,33	22,33	0,00
9	-29,50	-29,50	0,00	-16,60	-16,60	0,00
10	-9,00	-9,00	0,00	-5,80	-5,80	0,00
11	-3,50	-3,50	0,00	-1,80	-1,80	0,00
12	-6,10	-6,10	0,00	-1,60	-1,60	0,00
13	-13,50	-13,50	0,00	-5,80	-5,80	0,00
14	-14,90	-14,90	0,00	-5,00	-5,00	0,00

3.2 Sistema IEEE 57 barras

Caso: Retirada da linha entre as barras 25 – 30

Tabela 5 – Comparação de resultados de tensão e ângulo nas barras (IEEE 57 barras)

Barra	$V_{Algoritmo}$	$V_{Anarede}$	Err_V(%)	$\theta_{Algoritmo}$	$\theta_{Anarede}$	Err_θ(%)
24	1,02	1,02	0,00	-12,98	-13,00	0,18
25	1,03	1,03	0,00	-15,05	-15,00	0,35
26	0,97	0,97	0,00	-12,72	-13,00	2,12
27	0,99	0,99	0,00	-11,39	-11,00	3,54
30	0,61	0,61	0,00	-34,01	-34,00	0,03
31	0,65	0,64	1,56	-32,33	-33,00	2,04
32	0,78	0,78	0,00	-27,04	-27,00	0,15
33	0,78	0,78	0,00	-27,10	-27,00	0,36
34	0,90	0,90	0,00	-14,61	-15,00	2,58
35	0,92	0,92	0,00	-14,27	-14,00	1,95

Tabela 6 – Comparação de resultados de potência ativa e reativa nas barras (IEEE 57 barras)

Barra	$P_{Algoritmo}$	$P_{Anarede}$	Err_P(%)	$Q_{Algoritmo}$	$Q_{Anarede}$	Err_Q(%)
24	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
25	-6,30	-6,30	0,00	-3,20	-3,20	0,00
26	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
27	-9,30	-9,30	0,00	-0,50	-0,50	0,00
30	-3,54	-3,60	1,73	-1,81	-1,80	0,36
31	-5,79	-5,80	0,12	-2,87	-2,90	0,87
32	-1,62	-1,60	1,22	-0,76	-0,80	4,64
33	-3,79	-3,80	0,17	-1,90	-1,90	0,00
34	-0,04	0,00	-	0,01	0,00	-
35	-6,00	-6,00	0,03	-3,00	-3,00	0,00

3.3 Sistema IEEE 118 barras

Caso: Retirada da linha entre as barras 89 - 92 (circuito 1)

Tabela 7 – Comparação de resultados de tensão e ângulo nas barras (IEEE 118 barras)

Barra	$V_{Algoritmo}$	$V_{Anarede}$	Err_V(%)	$\theta_{Algoritmo}$	$\theta_{Anarede}$	Err_θ(%)
89	1,01	1,01	0,00	45,62	45,60	0,05
90	0,99	0,99	0,00	36,98	37,00	0,05
91	0,98	0,98	0,00	34,13	34,10	0,08
92	0,99	0,99	0,00	30,34	30,30	0,13
93	0,99	0,99	0,00	28,27	28,30	0,11
94	0,99	0,99	0,00	26,93	26,90	0,11
100	1,02	1,02	0,00	26,27	26,30	0,12
102	0,99	0,99	0,00	29,16	29,20	0,12
103	1,00	1,00	0,00	22,67	22,70	0,14
105	0,97	0,97	0,00	18,82	18,80	0,11

Tabela 8 – Comparação de resultados de potência ativa e reativa nas barras (IEEE 118 barras)

Barra	$P_{Algoritmo}$	$P_{Anarede}$	Err_P(%)	$Q_{Algoritmo}$	$Q_{Anarede}$	Err_Q(%)
89	607,00	607,00	0,00	-18,56	-18,60	0,23
90	-163,00	-163,00	0,00	23,69	23,69	0,00
91	-10,00	-10,00	0,00	-12,35	-12,30	0,41
92	-65,00	-65,00	0,00	36,28	36,28	0,00
93	-12,00	-12,00	0,00	-7,00	-7,00	0,00
94	-30,00	-30,00	0,00	-16,00	-16,00	0,00
100	215,00	215,00	0,00	88,65	88,60	0,05
102	-5,00	-5,00	0,00	-3,00	-3,00	0,00
103	17,00	17,00	0,00	25,69	25,69	0,00
105	-31,00	-31,00	0,00	-38,89	-38,90	0,04

Analisando os dados apresentados nas tabelas percebe-se que a diferença entre os resultados obtidos é mínima. O algoritmo desenvolvido cumpre com a função de calcular as variáveis associadas ao fluxo de potência e essa validação indica que ele pode ser utilizado como uma alternativa de arquitetura aberta para a realização das análises consideradas. Também foi observado que tanto para algoritmo implementado quanto para o *software* Anarede, o número de iterações utilizados até a convergência foi o mesmo para todos os casos avaliados: 3, 3 e 2 para 14, 57 e 118 barras, respectivamente.

4. CONCLUSÃO

Considerando-se as comparações realizadas, constata-se que a proposta deste trabalho apresenta resultados adequados ao estudo do fluxo de potência, visto que as estimativas são semelhantes às encontradas em sistemas tipicamente utilizados para resolução do fluxo de potência e aos métodos utilizados em referências bibliográficas de fluxo de potência. Observando-se os exemplos apresentados neste trabalho, a maior diferença encontrada em relação aos resultados obtidos com o *software* Anarede foi de 4,34%, quando observada a potência reativa da barra 32 no sistema IEEE de 57 barras, corroborando a validade da implementação proposta. Ainda é importante citar que o número de iterações necessárias para a convergência do algoritmo implementado corresponde ao número de iterações utilizadas pelo *software* Anarede, em todas as simulações realizadas, reiterando que a proposta deste trabalho pode ser utilizada como uma alternativa para o estudo do fluxo de potência. Ressalte-se, ainda, que foram realizadas simulações o sistema IEEE de 30 barras, não detalhadas neste documento por uma questão de limitação de espaço. Contudo, essas simulações apresentaram resultados semelhantes aos aqui detalhados e foram úteis na validação do algoritmo desenvolvido. Adicionalmente, destaca-se que uma dificuldade encontrada durante a elaboração do algoritmo esteve associada à construção da matriz de admitâncias para sistemas com circuitos paralelos entre as linhas, o que demandou uma implementação cuidadosa do algoritmo.

Por fim, destaca-se que a resolução do problema de fluxo de potência é imprescindível para diversos estudos, incluindo a análise de estabilidade. Como trabalho futuro e expansão do algoritmo, pretende-se desenvolver o algoritmo de fluxo de potência continuado para obtenção das curvas PV utilizadas, por exemplo, para obtenção da margem de estabilidades do sistema e consequentemente a margem de transmissão, isto é, quanto o sistema pode receber de novas gerações ou cargas sem ter que passar por reforços em sua estrutura ou construção de novas linhas de transmissão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

QUALIDADE DO SUPRIMENTO, 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento. Acesso em: 31 maio 2022.

SANTOS, M. W. A., TENÓRIO, J. V. M., BARROSO, A. M. R., JUNIOR, B. F. S.. Estudo do fluxo de potência otimizado com a adição da geração distribuída. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 5 jul. 2020.

MONTICELLI, A. J.. Fluxo de Carga Em Redes De Energia Elétrica. São Paulo Edgard Blücher,1983.

IMPLEMENTAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM INDÚSTRIAS DE CERÂMICA VERMELHA

Joaquim Augusto Pinto Rodrigues[1]; Mauricio Francisco Henriques Jr[1]

[1]*Instituto Nacional de Tecnologia – INT*

RESUMO

O trabalho retrata uma visão da penetração de sistemas de geração de energia fotovoltaica nas empresas do polo de cerâmica vermelha da Região do Seridó compreendida pelos estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba, sendo composto por cerca de 60 unidades fabris que produzem predominantemente telhas com uma produção média de 1.000 milheiros de peças por mês. O artigo apresenta um breve relato sobre a expansão da participação das energias renováveis na matriz energética nacional. Abordando questões relacionadas às oportunidades oriundas das mudanças na regulamentação contemplando a inclusão de sistemas de micro e mini geração distribuída, aliadas ao aumento da oferta e a redução nos custos dos equipamentos. As empresas de cerâmica vermelha são unidades industriais com demandas de energia térmica e elétrica em seu processo produtivo. Na parte elétrica existe uma predominância de recebimento de sua energia na modalidade alta tensão. O movimento de utilização dos sistemas na região está em curso e cerca de 15% das empresas do universo avaliado já estão com sistemas instalados ou em processo de instalação. Os sistemas utilizados são do tipo *on grid* para suprimento de parte ou totalidade do consumo das empresas. Nas avaliações realizadas pode-se concluir que o potencial de expansão dos sistemas de geração fotovoltaica pelas empresas da região é amplo, considerando-se que cerca de 50 % das empresas manifestam o desejo de adquirir o sistema. Desta forma, ter-se-iam aproximadamente 25 novas instalações que, adotando-se parâmetros médios corresponderiam a uma geração de cerca de 3.720 MW e envolveriam investimentos da ordem de 22 milhões de reais.

Palavras-chave: Energia Solar; Cerâmica Vermelha; Oportunidades.

ABSTRACT

The work portrays a vision of the penetration of photovoltaic energy generation systems in the companies of the red ceramic pole of the Seridó Region, comprising the states of Rio Grande do Norte and Paraíba, consisting of about 60 manufacturing units that predominantly produce tiles with an average production of 1,000 thousand pieces per month. The article presents a brief report on the expansion of the share of renewable energies in the national energy matrix. Addressing issues related to opportunities arising from changes in regulation contemplating the inclusion of micro and mini distributed generation systems, combined with increased supply and reduced equipment costs. Red ceramic companies are industrial units with thermal and electrical energy demands in their production process. In the electrical part, there is a predominance of receiving its energy in the high voltage mode. The movement to use systems in the region is progressing and about 15% of the companies in the universe evaluated already have systems installed or are in the process of being installed. The systems used are of the on grid type to supply part or all of the companies' consumption. In the evaluations carried out, it can be concluded that the potential for expansion of photovoltaic generation systems by companies in the region is broad, considering that about 50% of companies express the desire to acquire the system. In this way, there would be around 25 new installations which, adopting average parameters, would correspond to a generation of around 3.720 MW and would involve investments of around 22 million real.

Keywords: Solar energy; Red Ceramics; Opportunities.

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética nacional, ao longo dos últimos anos, passa por um processo de incremento das fontes de energia renováveis. Tal fato contribui de forma significativa na elevação da participação da energia solar na matriz brasileira. Tomando-se como base o ano de 2014, a matriz possuía uma

participação de 0,002% de fontes solar. Em 2019, esses sistemas já alçaram os valores de 1,5%, aproximadamente 2,5 GW (MME, 2020).

O aumento da participação das fontes eólica e solar na matriz energética se deu a partir dos primeiros leilões de energia, ocorridos para a eólica no ano de 2009 e para a energia solar no ano de 2014. Os picos de crescimento anual aconteceram em 2014 para a energia eólica, e em 2017 para a geração solar. (MME, 2020).

Ao longo dos últimos anos, com as reduções nos custos das tecnologias, a adoção de sistemas de geração fotovoltaica foi ganhando mercado, sendo implementada nos setores residenciais, comerciais e industriais.

Em IRENA, 2020 são apresentados os custos dos painéis fotovoltaicos em diversos países. No caso do Brasil, o comparativo dos valores médios entre os anos de 2013 e 2019 apresenta uma redução no valor dos equipamentos da ordem de 59%.

A implantação da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regulamenta a injeção da energia gerada na rede e o estabelecimento de regras para a compensação desta energia entre o consumidor e a concessionária, também contribui sobremaneira no incremento das instalações, pois regulamenta a injeção da energia gerada na rede e o estabelecimento de regras para a compensação desta energia entre o consumidor e a concessionária. As unidades com potência instalada abaixo de 75 KW estão classificadas como unidades micro geradoras e as com potência variando entre 75 kW e 5 MW são classificadas como mini geradoras. Os empreendimentos adotados pelas indústrias de cerâmica vermelha se enquadram como unidades de mini geradoras e atendem a Resolução Normativa da ANEEL Nº 482.

2. O SETOR DE CERÂMICA VERMELHA

No Brasil, a indústria de cerâmica vermelha envolve a produção de elementos estruturais, de vedação e de acabamento para a construção civil, tais como: telhas, blocos estruturais e de vedação, tubos, lajotas e pisos. O setor é responsável por um faturamento de cerca de R$ 18 bilhões/ano, segundo dados da ANICER - Associação Nacional da Indústria Cerâmica, e possui aproximadamente 7.000 empresas, na maior parte micro e pequenas espelhadas por todo território nacional.

O setor emprega de forma direta cerca 293 mil pessoas (média de 42,4 empregados por empresa) e outros 1,25 milhões de empregos indiretos, sendo no mundo um dos maiores parques de produção de cerâmica vermelha. Sua produção média mensal está na ordem de 3.500 mil milheiros de peças cerâmicas. (HENRIQUES JR., 2017).

A maior concentração de empresas de cerâmica vermelha está na Região Sul, seguida pela Região Sudeste do Brasil e os principais estados produtores são: São Paulo, Rio Grande do Sul e Paraná, nesta ordem e que juntos representam cerca de 40% da produção brasileira.

2.1 A Região do Seridó

A região do Seridó está localizada no sertão dos estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba, abrangendo no total 40 municípios, sendo 25 potiguares e 15 paraibanos. Está situada no chamado “Polígono das Secas”, nomenclatura dada a diferentes áreas do Nordeste brasileiro, compostas de diferentes zonas geográficas caracterizadas como áridas, com secas prolongadas, relevo com formações antigas, solos suscetíveis à erosão e um sistema hidrológico deficiente (BEZERRA JÚNIOR e SILVA, 2007).

O Estado do Rio Grande do Norte apresenta uma área de 52.796 km², que representa 3,42% da área do Nordeste e 0,62% da área do País, e possui uma população de 3,4 milhões de habitantes.

Os polos cerâmicos do Rio Grande do Norte se dividem em seis regiões (figura 1): Baixo Assú, Bacia do Trairi-Jacu, Bacia do Potengi, Chapada

do Apodi, Centro-Serrana e Bacia do Seridó, com maior concentração de empresas dentro do estado (INT/MCTI, 2012).

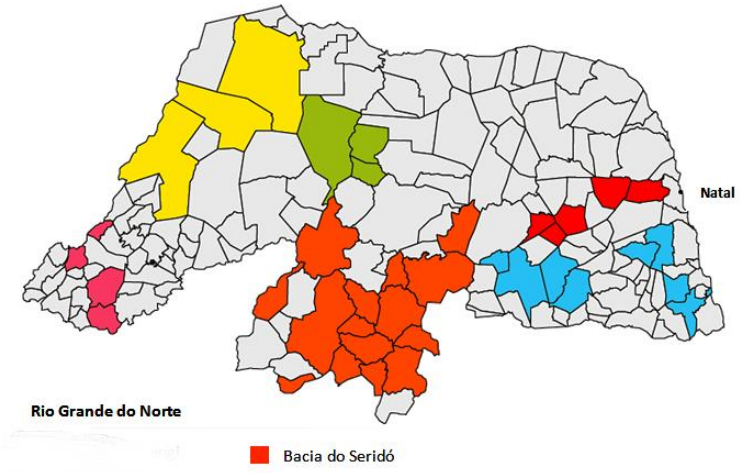


Figura 1 – Distribuição dos polos cerâmicos no Rio Grande do Norte

O estado da Paraíba apresenta uma área de 56.439 km² que representa 3,5 % da área do Nordeste e 0,7 % da área do país, apresentando uma população de 3,9 milhões de habitantes (1,9 % da população nacional).

Os polos cerâmicos da Paraíba se dividem em três regiões (figura 2): Grande Guarabira, Região Litorânea e Bacia do Seridó em azul (INT/MCTI, 2012).

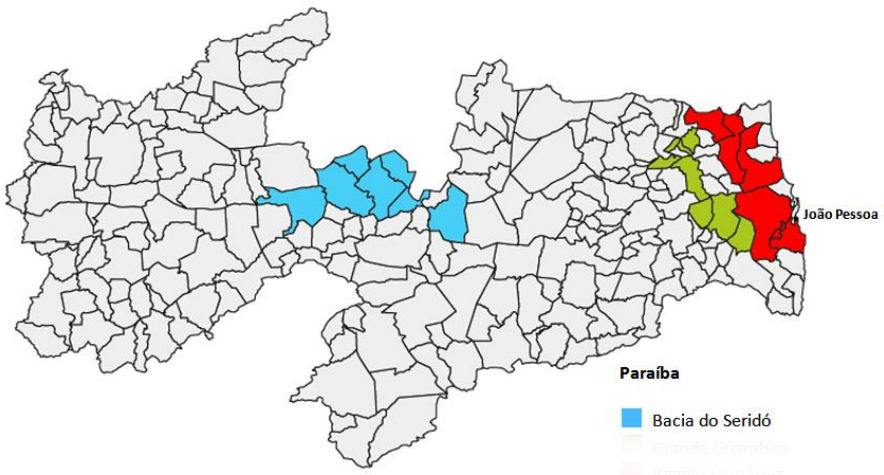


Figura 2 – Distribuição dos polos cerâmicos na Paraíba

A instalação dos sistemas de energia solar com painéis fotovoltaicos nas indústrias cerâmicas pelo país foi iniciada em empresas que possuíam contratos de fornecimento de energia em baixa tensão, pois apresentavam melhores condições de retorno do investimento. Porém, com as reduções nos custos de capital, os sistemas solares, mesmo para as empresas com contrato em alta tensão, também passaram a ser atrativas.

Neste trabalho é retratada a experiência do polo cerâmico da região do Seridó, na implementação por parte de suas empresas dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica. O setor cerâmico é um vetor de desenvolvimento para essa região, que é composta por cerca de 40 municípios, sendo 25 potiguares e 15 paraibanos.

3. A INDÚSTRIA DE CERÂMICA VERMELHA

A indústria de cerâmica vermelha, em seu processo produtivo para a conformação da matéria prima, envolve o consumo de energia elétrica para acionamento dos motores nos equipamentos e de energia térmica para a secagem e cozimento das peças. A figura 3, a seguir, apresenta um fluxograma desse processo.

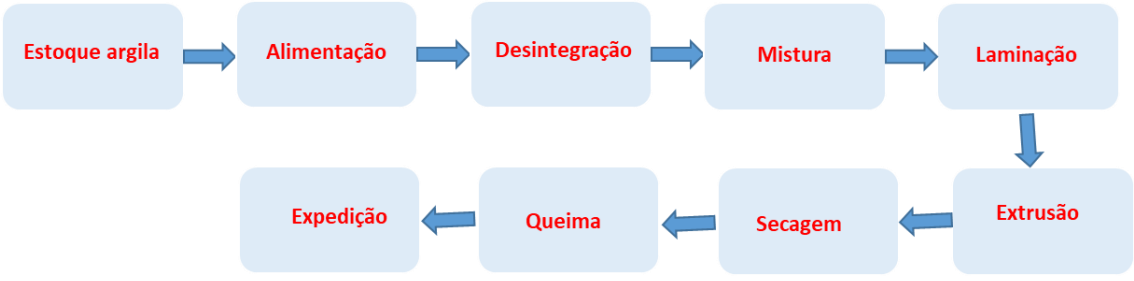


Figura 3 – Etapas do processo produtivo

A energia elétrica está presente em todo processo fabril, e grande parte das empresas contrata sua energia na modalidade em alta tensão, porém o setor ainda conta com pequenas empresas enquadradas em baixa tensão. De

acordo com INT/MCTI (2012), o consumo médio de energia elétrica pelo setor de cerâmica vermelha no país é da ordem de 245.560 MWh/mês.

No caso da energia térmica, ela é consumida em sua maior parte no cozimento das peças nos fornos. Os fornos utilizados possuem diversas características, quer seja por seus modos de operação, batelada, semi-contínuos e contínuos, quer seja pelos seus tipos construtivos. Os fornos do tipo abóboda ainda são predominantes no país com cerca de 40% de participação (HENRIQUES JR, 2015), atualmente existe uma tendência de aumento na participação dos fornos do tipo multi-câmaras e os de estrutura leve com fibra cerâmica do tipo móvel, pois ambos possuem uma maior eficiência em sua operação. O combustível utilizado nos fornos é predominantemente a lenha e resíduos de biomassa. A estimativa de consumo de lenha/resíduos pelo setor é da ordem de 52,3 milhões de m³ de lenha/ano (INT/MCTI, 2012).

4. O ESTUDO DE CASO DO SERIDÓ

A energia elétrica das empresas cerâmicas do Seridó é fornecida pelas companhias ENERGISA no estado da Paraíba e COSERN no Rio Grande do Norte. A energia é fornecida em alta-tensão com as cerâmicas possuindo suas próprias subestações para o rebaixamento da tensão de operação. As empresas possuem um perfil característico em suas instalações com um consumo médio de 50.000 kWh/mês e demandas contratadas na faixa de 200 a 300 kW (INT/MCTI, 2020).

Os sistemas já instalados possuem potências variando entre 170 e 280 (kWp), utilizando placas de 330 a 370 W. Essas instalações possuem cerca de 400 a 900 placas por empresa e as capacidades médias de geração de energia situam-se entre 23.000 a 43.000 kWh/mês (INT/MCTI, 2020).

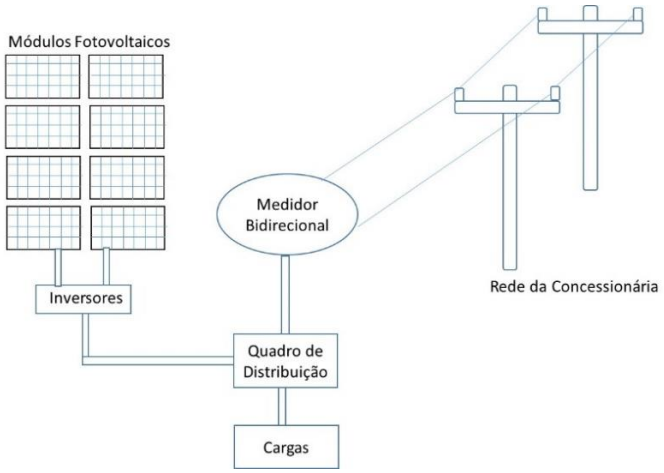


Figura 4 – Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico

Os investimentos realizados situaram-se na faixa de R$ 500 mil a R$ 1.300 mil e foram efetivados em parte com recursos próprios, além de aporte de instituições financeiras, públicas e privadas. Os sistemas são do tipo *on Grid* e possuem suas placas instaladas no terreno das empresas sobre plataformas. A energia gerada é injetada na rede da concessionária e abatida da quantidade consumida. Os valores não consumidos são transformados em créditos que podem ser utilizados por um prazo de sessenta meses.

A expansão dessa participação está sendo avaliada e alguns desafios ainda necessitam ser superados, tais como: a existência de desconfiança sobre a efetividade do sistema e o receio em aportar recursos em algo que ainda não se detém um pleno conhecimento da relação custo/benefícios; presença de dificuldade de acesso às linhas de crédito por conta de documentações e garantias exigidas pelos bancos; incerteza na priorização de investimentos internos e do comportamento do mercado.

Neste trabalho está sendo exemplificada a implementação da geração solar em duas unidades fabris. Os sistemas foram instalados em plataformas dispostas no pátio das empresas. Os dados de geração utilizados foram obtidos em relatórios da concessionária compreendendo um período de 12 meses. Nos cálculos foram admitidos os custos para limpeza das placas e manutenção do sistema, além da depreciação dos equipamentos. A vida útil

considerada para o sistema foi de 25 anos e o investimento com capital próprio. Os ganhos são relativos à economia em reais (R$) pelos kWh gerados ao longo do ano num horizonte de 25 anos e com a energia sendo reajustada com base na série histórica do período de 2012 a 2020, com valor médio de 9,85% ao ano (MME, 2021).

Tomando-se os dados da empresa “A” no estudo de caso, tem-se que a empresa realizou um investimento de R$ 650.000,00 em 624 placas de 370 W e três inversores de 50 kW. Este sistema possibilitou a geração, em 12 meses, de 133.160 kWh com uma geração média de 11.100 kWh/mês.

Essa energia corresponde a 55% do consumo médio da empresa e proporcionou uma redução de 48% no custo mensal de sua fatura de energia. Nesta situação, o retorno do investimento ocorrerá em aproximadamente 12 anos, numa avaliação de *payback* simples. Na análise de *payback* descontado consideraram-se as despesas com manutenção/depreciação, correção da tarifa de energia e uma taxa de desconto de 8% ao ano. O prazo do retorno do investimento se dará em 17 anos, com uma Taxa Interna de Retorno - TIR de 11,43% e Valor Presente Líquido - VPL de R$ 357.285,00.

Tomando-se o caso da empresa “B”, que realizou um investimento de R$ 1.100.000,00 em 900 placas de 330 W e 5 inversores de 40 W e um de 25 W. Esse sistema, em 12 meses gerou 164.450 kWh com uma geração média mensal de 13.700 kWh.

Nesta empresa foi gerada energia equivalente a 49% da média de seu consumo, tornando possível reduzir aproximadamente 37% do custo da fatura mensal. Considerando estes parâmetros, o retorno do investimento em *playback* simples ocorrerá em aproximadamente 17 anos. Considerando-se os custos operacionais com manutenção/depreciação, as correções tarifárias futuras e a taxa de desconto de 8% ao ano, o prazo do retorno em *payback* descontado, previsto para o investimento se dará em 23 anos com uma TIR de 8,41% e VPL de R$ 64.987,00.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A utilização dos sistemas de geração fotovoltaica pelas empresas de cerâmica vermelha na região do Seridó vem se tornando uma realidade e as empresas que implementaram o sistema se mostram satisfeitas com os resultados obtidos. Os estudos de caso considerados neste trabalho apresentam-se como exemplo de unidades fabris que implementaram suas plantas de geração solar fotovoltaica e visam contribuir para a difusão e o incentivo aos demais ceramistas.

Com as avaliações realizadas pode-se concluir que o potencial de expansão dos sistemas de geração fotovoltaica pelas empresas da região é amplo, visto que na pesquisa submetida aos ceramistas houve uma sinalização positiva por parte de 50% das empresas entrevistadas, com relação ao interesse em adquirir e implementar os sistemas de geração solar.

Desta forma, existe neste universo um potencial de 25 novas instalações na região ao longo dos próximos anos. Adotando-se os valores médios baseados nos exemplos das empresas A e B, essas novas instalações seriam responsáveis pela geração de cerca de 3.720 MW/ano, possibilitando uma redução nos custos para estas empresas em torno de R$1.416.925,00/ano. Para tanto, considerando-se também os valores médios aportados pelas empresas A e B, seriam necessários investimentos na ordem de 22 milhões de reais.

A indústria de cerâmica vermelha está presente em todo território nacional e, assim como no caso da região retratada neste trabalho, apresenta um grande potencial para a implementação desta fonte energética, podendo, desta forma, contribuir para a disseminação desta tecnologia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEZERRA JÚNIOR, J. G. O., SILVA, N. M., 2007. Caracterização geoambiental da microrregião do Seridó Oriental do Rio Grande do Norte. Holos, Ano 23, vol 2. 91p.

HENRIQUES JR., M.F.; RODRIGUES, J.A.P. Cerâmica Vermelha – Projeto EELA no Brasil, Rio de Janeiro: INT/MCTIC, 135p. 2017.

INT/MCTI, 2012. Panorama da indústria de cerâmica vermelha no Brasil. Projeto EELA/INT, Rio de Janeiro/RJ. 83p.

INT/MCTI, 2020. Eficiência Energética nos Arranjos Produtivos Locais (APL) do Setor de Cerâmica Vermelha na Região do Seridó dos Estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba - Linha de Base 2020, Rio de Janeiro/RJ. 65p.

IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, “Renewable Power Generation Costs in 2019,” Abu Dhabi, 2020.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 ano base 2020. EPE, Rio de Janeiro, 2021.

IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM HABITAÇÕES DE INTERESSE SOCIAL NO ÂMBITO DO PROGRAMA MINHA CASA MINHA

Danyllo Wenceslau de Oliveira Lopes[1]; Paula Meyer Soares[1]

[1]*Universidade de Brasília*

RESUMO

Este estudo tem o propósito de analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) em Habitações de Interesse Social (HIS) no Brasil, tomando como modelo uma unidade residencial hipotética nos moldes do Programa Minha Casa Minha Vida (MCMV). Para fundamentar a análise, construiu-se um sólido referencial teórico que perpassa a evolução e o marco regulatório da energia solar, bem como a cronologia de políticas públicas e o panorama atual do Déficit Habitacional brasileiro. A partir desse referencial, foram estabelecidos parâmetros técnicos para o dimensionamento do SFCR, e definidos diferentes cenários de atendimento à demanda de energia residencial, de forma a aumentar a abrangência do estudo. Para a análise de viabilidade técnica, os cenários propostos foram submetidos à simulação no software PVsyst, que respaldou o bom desempenho e a viabilidade para todos os casos. Para a análise de viabilidade econômica, os cenários propostos foram submetidos ao cálculo de indicadores financeiros (VPL, TIR e Payback), buscando avaliar as suas compatibilidades frente às diferentes faixas de renda do programa MCMV. Considerou-se 3 cenários: cenário 1 (100% demanda atendida), cenários 2 e 3 (75% e 50%).

Palavras-chaves: Energia Solar Fotovoltaica. Habitação de Interesse Social. Programa

ABSTRACT

This study aims to analyze the technical and economic feasibility of implementing grid-connected Photovoltaic Systems (SFCR) in Social Interest Housing (HIS) in

Brazil, taking as a model a hypothetical residential unit along the lines of the Minha Casa Minha Vida Program (MCMV). To support the analysis, a solid theoretical framework was built that permeates the evolution and regulatory framework of solar energy, as well as the chronology of public policies and the current scenario of the Brazilian Housing Deficit. Based on this reference, technical parameters were established for the dimensioning of the SFCR, and different scenarios for meeting residential energy demand were defined, in order to increase the scope of the study. For the technical feasibility analysis, the proposed scenarios were submitted to simulation in the PVsyst software, which supported the good performance and feasibility for all cases. For the analysis of economic viability, the proposed scenarios were submitted to the calculation of financial indicators (NPV, IRR and Payback), seeking to assess their compatibility with the different income brackets of the MCMV program. Considered 3 different scenarios: scenario 1 (100% demand attended), scenarios 2 and 3 (75% and 50%).

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Housing of Social Interest. Program

1. INTRODUÇÃO

O Brasil conta com uma elevada extensão territorial e uma população superior a 200 milhões de habitantes (IBGE, 2010).

Dentre os diversos conflitos sociais enfrentados por um país com essas características, é o déficit habitacional.

Estudos recentes apontam que o país possui um déficit superior a 7,8 milhões de moradias, daí a importância em tratar a questão como prioridade em um país onde a moradia constitui um dos direitos garantidos na Constituição Federal brasileira. A implementação de ações e de políticas públicas que garantam a moradia à sua população tem reflexos positivos ao bem-estar e ao desenvolvimento econômico e social de qualquer nação (DUTRA,2010).[1]

[1] O déficit habitacional possui 4 diferentes componentes: Habitação Precária, Coabitação Familiar, Ônus Excessivo com Aluguel e Adensamento Excessivo de Moradores em Domicílios

Dentre as principais políticas públicas para combate ao Déficit, o Programa Minha Casa Minha Vida (MCMV), fruto do Plano Nacional de Habitação instituído pelo Governo Federal na gestão de Luiz Inácio Lula da Silva, tem apresentado resultados significativos na atenuação do crescimento do mesmo. Em 2018, quando atingiu o número de 5,3 milhões de Habitações de Interesse Social (HIS) contratadas, o programa já havia movimentado um montante de R$ 431 bilhões, dados que refletem a enorme responsabilidade social e econômica do programa (BUONFIGLIO, 2018).

Entretanto, o Programa MCMV ainda apresenta pontos que precisam de melhoria. Dentre as principais críticas ao programa, a falta de planejamento dos imóveis e a carência de recursos básicos e integração com os serviços urbanos têm sido pautas recorrentes.

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma temática regular nas propostas de implementação. Esse tema, associado ao conceito de Geração Distribuída, uma modalidade de geração altamente explorada na atualidade, configura um conjunto de instrumentos com o potencial promissor de promover a inclusão social e a cidadania no Brasil, paralelamente se alinhando aos objetivos de desenvolvimento sustentável e diversificação da matriz energética (OLIVEIRA et al., 2018).

A popularização das fontes de energia renováveis na última década reflete significativamente nos números da oferta de energia do Brasil. O Balanço Energético Nacional 2020 aponta um crescimento de 37,6% na capacidade total instalada de Solar Fotovoltaica, entre os anos de 2018 e 2019, junto a um aumento expressivo de 92,2% na geração dessa fonte, no mesmo período. Já para a utilização de Geração Distribuída, foi constatado o aumento de 6.360% da geração total entre os anos de 2015 e 2019, o que evidencia o potencial de expansão da modalidade e sua expressividade no atual cenário elétrico brasileiro (EPE, 2020a).

Alugados. A partir de tais componentes, o déficit por moradias é classificado como Déficit por Reposição de Estoque e Déficit por Incremento de Estoque (FJP, 2015).

Dessa forma, esse estudo busca entender se há viabilidade na implementação de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída à Habitações de Interesse Social do Programa MCMV. A implementação de iniciativas como essa garantem a inclusão social e dos direitos sociais e o desenvolvimento econômico sustentável.

2. DÉFICIT HABITACIONAL

O déficit habitacional é um problema que se mantém por muitas décadas na sociedade brasileira. Mesmo sendo um direito previsto na Constituição Federal (1988)[2], o acesso à moradia digna ainda não é a realidade para milhões de famílias, que há tempos carecem da atenção do poder público.

O conceito de déficit habitacional (...) está ligado diretamente às deficiências do estoque de moradias. Engloba aquelas sem condições de serem habitadas em razão da precariedade das construções ou do desgaste da estrutura física e que por isso devem ser repostas. Inclui ainda a necessidade de incremento do estoque, em função da coabitação familiar forçada (famílias que pretendem constituir um domicílio unifamiliar), dos moradores de baixa renda com dificuldades de pagar aluguel e dos que vivem em casas e apartamentos alugados com grande densidade.

Inclui-se ainda nessa rubrica a moradia em imóveis e locais com fins não residenciais. O déficit habitacional pode ser entendido, portanto, como déficit por reposição de estoque e déficit por incremento de estoque. (FJP, 2015)

O problema habitacional no Brasil tem sua trajetória permeada por programas e planos habitacionais que eram desativados com a mesma frequência com que surgiam novos. (RAMOS; NOIA,2016).

Apesar dos esforços creditícios empenhados ao longo dos anos por meio de instituições especializadas no financiamento de habitações para a população, o déficit habitacional no Brasil perdura.

[2] Art 6º da CF (1988) prevê a moradia como sendo um dos 5 direitos fundamentais sociais e que devem ser garantidos pela lei máxima do país.

Estima-se que o déficit habitacional ultrapassou a marca de seis milhões de domicílios, sendo aproximadamente 87% em região urbana (FJP, 2015).

A maior concentração está nas áreas urbanas, com representatividade de 87% (FJP, 2015). As regiões mais populosas como Sudeste e Nordeste apresentam, em termos percentuais, maiores carências de domicílios. Por outro lado, no meio rural essa questão se apresenta de forma mais amena. (FJP, 2015).

Mais de 80% desse déficit corresponde à parcela de famílias com renda inferior a 3 salários mínimos. Em 2011, essa parcela representava 81% do total. Três anos depois, em 2014, este valor chegou a 83,9% (DOMINGOS; JUNIOR, 2017).

Apesar do enorme desafio em contornar ou minimizar esse problema da habitação no Brasil. A partir dos anos 90, institui-se uma política habitacional que compactuava com os sistemas e planos necessários a sua efetivação. Dentre as modificações decorrentes da nova política, destaca-se a subdivisão do SNH em Sistema de Habitação de Interesse Social (SHIS) e Sistema de Habitação de Mercado (SHM) (LANNOY, 2006).

Em 2005, após tramitar 13 anos no Congresso Nacional, foi criado o Sistema Nacional de Habitação de Interesse Social (SNHIS), que visava a organização dos agentes envolvidos com a questão habitacional sob uma única bandeira (SOUSA, 2017) cuja fonte de financiamento era o Fundo Nacional de Habitação de Interesse Social (FNHIS), que reunia todos os recursos (federais, estaduais e municipais) para combate ao déficit habitacional. (LANNOY, 2006).

A HIS foi em realidade um conjunto de ações para o tratamento da questão habitacional em nível nacional que consolidou um marco regulatório importante no país; a Política Nacional de Habitação (2004); a Lei Federal que instituiu o Sistema Nacional de Habitação (SNH, Lei nº 11.124, de 16 de junho de 2005) e o PlanHab, aprovado em 2009.

Tal legislação carimbou a política urbana brasileira com seu rótulo IS de “interesse social". (BUONFIGLIO, 2018)

Dentro dessa cronologia, criou-se em 2009, o Programa MCMV[3] com o objetivo de expandir o SHIS[4] Tratava-se em uma etapa importante para a política de habitação no Brasil voltado prioritariamente à população de baixa renda. (RAMOS; NOIA, 2016).

O PMCMV, divide-se em duas frentes, o Programa Nacional de Habitação Urbana (PNHU) e o Programa Nacional de Habitação Rural (PNHR), contava com recursos do Orçamento Geral da União (OGU) e do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) (BUONFIGLIO, 2018).

Em sua primeira fase, atingiu a marca de R$ 86 bilhões investidos em moradias (BUONFIGLIO, 2018) e, em 2013, no governo de Dilma Rousseff, iniciou-se a segunda fase com a meta de construção de 2 milhões de residências em dois anos. Dentre as mudanças e adequações realizadas nos critérios do programa, pode-se citar a destinação de uma maior quantidade de unidades para a população de mais baixa renda (60% da produção) e a definição de valores absolutos para determinação das faixas (RAMOS; NOIA, 2016).

Já no ano de 2014, quando o programa atingiu a marca de R$ 244 bilhões investidos em habitação, foi anunciada a sua terceira e mais recente fase, juntamente com alterações nos critérios, uma nova faixa de financiamento e uma nova meta de três milhões de HIS que seriam entregues a partir do ano seguinte (BUONFIGLIO, 2018).

3. METODOLOGIA

A elaboração do estudo baseia-se numa pesquisa bibliográfica voltados a temática de energia solar e habitações sociais a partir de periódicos e artigos científicos de diversas bases, como Scielo, Scopus, Base de Dados da Universidade de Brasília.

Para a realização do estudo de viabilidade econômica e técnica, utilizou-

[3] Regulado atualmente pela Portaria no 660/2018, trata sobre as diretrizes para a elaboração de projetos e estabelece também as especificações técnicas mínimas para cada unidade habitacional no âmbito do PMCMV

[4] A concepção de uma Habitação de Interesse Social (HIS) é guiada por uma série de parâmetros que visam, simultaneamente, fazer jus ao caráter social do projeto, prezando pela adequação do modelo ao menor escopo financeiro possível.

se de uma HIS hipotética, de acordo com os padrões definidos pela legislação do PMCMV, de modo a se manter a fidelidade do estudo com a realidade e o contexto social observando as especificações técnicas e arquitetônicas mínimas contidas na Portaria no 660/2018 para cada unidade do PMCMV.(MCIDADES, 2018).

Quadro 1- Especificações Arquitetônicas das UH relevante no contexto desse estudo

Área útil mínima da UH (descontando as paredes)	A área da UH deve ser suficiente para atender o programa mínimo da UH e as exigências de mobiliário para cada cômodo:a) Casas: 36,00 m², se área de serviço for externa, ou 38,00 m², se a área de serviços for interna. b) Apartamentos / Casas Sobrepostas: 39,00 m².
Programa mínimo da UH	Sala + 1 dormitório casal + 1 dormitório para duas pessoas + cozinha + área de serviço + banheiro. Estas especificações não estabelecem área mínima de cômodos

Fonte: (MCIDADES, 2018).

Considerando essa referência, para fins de simplificação, será adotada a premissa de que a unidade habitacional hipotética possui o telhado com tal configuração que permita a instalação dos módulos segundo a orientação e a inclinação recomendadas[5].

Para residências com essa estrutura arquitetônica previu-se consumo médio anual de 1380 kWh e em conformidade especificado no Anexo II da Portaria nº 660, que prevê diretrizes técnicas de energia em que especifica-se quantidade mínima de tomadas por cômodo como: 4 na sala, 4 na cozinha, 2 na área de serviço, 2 em cada quarto, 1 no banheiro, além de 1 ponto elétrico disponível para chuveiro e outro para a máquina de lavar, totalizando 17 pontos na residência (MCIDADES, 2018).

Para iluminação será adotada a premissa de utilização de lâmpadas do tipo LED, devido à sua comprovada eficiência em relação aos demais modelos, com potência média de 9W. A contabilização considerará o mínimo de 1

[5] Os módulos serão voltados para o Norte, com inclinação, numericamente igual a latitude local.

lâmpada por cômodo além de 2 lâmpadas extras para a área externa, totalizando 8 lâmpadas[6].

Para a realização do estudo considerou-se 3 diferentes cenários: Cenário 1 (100% de demanda atendida), Cenário 2 (75% da demanda atendida), Cenário 3 (50% da demanda atendida) respectivamente.

Para a elaboração do estudo utilizou-se o software PVSyst para realizar as simulações de sistemas de geração solar. A realização dessas simulações utiliza dados como: painéis, inversores, baterias e bombas. É software utilizado para cálculos de sistemas off grid e *on grid*.

No que tange as condições de financiamento considerou-se os dados contidos na tabela 1 relativos a última fase do programa MCMV, ou seja, as taxas de juros, os prazos e os subsídios, para cada faixa de renda familiar, sendo elas as faixas 1, 1,5, 2 e 3.

Tabela 1 – Condições de financiamento da Fase 3 do PMCMV, para cada faixa de renda

Faixa de renda	Subsídios	Juros (a.a.)	Prazo máximo (anos)
1	90%	-	10
1,5	33%	5%	30
2	12%	7%	30
3	-	9,16%	30

Fonte: (MDR, 2020) e (MATOSO, 2016).

A realização do estudo consistiu na observação dos indicadores financeiros: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tempo de Retorno do Investimento (Payback) considerando as taxas da última etapa do PMCMV e diferentes níveis de atendimento de demanda como mencionado anteriormente.

Esse exercício possibilitará o entendimento acerca da viabilidade econômica na prática, observando as alternativas de financiamento disponíveis.

[6] Para esse tipo UH, considerou-se que cada habitação contenha: TV, Refrigerador, Liquidificador, Ferro de Passar, Ventilador, Microondas, Chuveiro elétrico.

4. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A elaboração do estudo considerou diferentes níveis de demanda de energia. Nesse sentido foram considerados 3 cenários. A seguir temos os quadro 2. O cenário 1, considerou uma demanda de 1380 kWh/ano, ou seja 115 Kwh/mês.Já os demais cenários 2 e 3 consideram uma geração de energia de 1.035 kWh/ano e 690 kWh/ano respectivamente.

Quadro 2 - Resumo dos Custos dos Sistemas Solares por Cenário

Equipamento	Cenário 1 (100%)	Cenário 2 (75%)	Cenário 3 (50%)
Painel FV (Canadian)	R$ 2.452,41	R$ 2.621,81	R$ 1.374,54
Inversor (Hoymiles)	R$1.999,90	R$ 2.621,08	R$ 1.784,67
Caixa de Junção (Merz)	R$997,97	R$ 997,97	R$ 672,00
Cabeamento(Nexans)	R$ 180,00	R$ 180,00	R$ 180,00
Mão de Obra +Transporte	R$1.126,06	R$1.126,06	R$ 802,24
TOTAL	**R$6.756,34**	**R$ 7.547,65**	**R$ 4.651,45**

Fonte: Elaboração própria do autor (2021)

De forma a se determinar qual o valor, em reais, que o consumidor estará economizando com a implementação de um sistema fotovoltaico, faz- se necessário analisar duas variáveis separadamente: a quantidade de energia gerada e o preço dessa energia junto à distribuidora local.

Portanto, a seguir serão analisadas ambas as variáveis supracitadas, bem como o seu comportamento ao longo do tempo.

4.1 Geração anual

Dessa forma, honrando a confiabilidade da simulação realizada no PVsyst, para fins de determinação da energia gerada ao longo do tempo, serão utilizados os resultados de geração conforme os relatórios de simulação presentes nos apêndices desse estudo.

Outro dado extremamente relevante para a determinação da quantidade de energia gerada, também se encontra nos relatórios de simulação do software. Trata-se da taxa de degradação dos painéis, apresentada na terceira página de cada relatório, que corresponde a uma perda da ordem de 0,4% ao ano.

Uma vez obtidos esses valores, basta fazer a projeção de geração para os próximos anos, tendo por base a taxa de degradação, conforme a tabela 27, a seguir.

Tabela 2 – Projeção da geração do SFCR para os próximos 10 anos

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
1	1674,00	1370,00	945,50
2	1667,30	1364,52	941,72
3	1660,63	1359,06	937,95
4	1653,99	1353,63	934,20
5	1647,38	1348,21	930,46
6	1640,79	1342,82	926,74
7	1634,22	1337,45	923,03
8	1627,69	1332,10	919,34
9	1621,18	1326,77	915,66
10	1614,69	1321,46	912,00

Fonte: Elaboração própria do autor (2021)

Conforme esperado, ainda que ao longo de 10 anos a quantidade de energia gerada pelo SFCR de cada cenário tenha decaído, a redução não apresenta riscos às demandasiniciais, para as quais o sistema foi projetado. Contudo, ressalta-se que, no contexto da análise da economia gerada, a redução é notoriamente significativa e não deve ser negli- genciada.

4.2 Valor Presente Líquido

A instalação de sistemas solares implicará em economia de pagamento de faturas de energia ao longo dos anos nas HIS, por outro lado é importante ressarcir todo o investimento realizado pelo morador. Considerando as condições de financiamento, o indicador financeiro VPL nos mostra se a referida escolha em instalar o sistema solar é viável considerando a tarifa de energia da distribuidora local.Os resultados apresentados na Tabela 3, a seguir.

Tabela 3 – Valores Presentes Líquidos para cada cenário e cada faixa de investimento do programa MCMV

	Faixa 1	Faixa 1,5	Faixa 2	Faixa 3
Cenário 1	R$ 13.763,93	R$ 6.363,05	R$ 3.869,93	R$ 2.064,79
Cenário 2	R$ 10.376,94	R$ 3.645,33	R$ 1.344,31	-R$ 262,45
Cenário 3	R$ 5.908,01	R$ 1.596,34	R$ 110,83	-R$ 906,22

Fonte: Elaboração própria do autor (2021)

4.3 TIR

Já o valor da rentabilidade alcancado a partir do instante que se decide realizar tal investimento temos na tabela 4 os resultados das Taxas Internas de Retorno para cada cenário e cada faixa de investimento do programa MCMV.

Tabela 4 – Taxas Internas de Retorno para cada cenário e cada faixa de investimento do programa MCMV

	Faixa 1	Faixa 1,5	Faixa 2	Faixa 3
Cenário 1	167,77%	25,82%	18,24%	15,08%
Cenário 2	125,38%	17,43%	11,07%	8,38%
Cenário 3	106,935	13,35%	7,51%	5,03%

Fonte: Elaboração própria do autor (2021)

Se comparadas às taxas de juros das opções de financiamento do programa MCMV, apresentadas na Tabela 1, percebe-se que as TIR calculadas para os diferentes cenários e diferentes faixas evidenciam a viabilidade do investimento, exceto nos casos de implementação dos cenários 2 e 3 segundo as condições da Faixa 3

4.4 PayBack

Dessa forma, aplicando a mesma metodologia de cálculo às demais opções decenários e faixas de financiamento, obtém-se os resultados apresentados na Tabela 4, a seguir.

Tabela 4 – Tempos de Retorno dos Investimentos para cada cenário e cada faixa do programa MCMV, em anos

	Faixa 1	Faixa 1,5	Faixa 2	Faixa 3
Cenário 1	0,62	4,28	5,95	7,39
Cenário 2	0,84	5,76	8,15	10,46
Cenário 3	0,99	6,78	9,73	12,83

Fonte: Elaboração própria do autor (2021)

Novamente, percebe-se que o resultado da análise de Payback Descontado reforça os resultados anteriores, quanto a inviabilidade dos cenários 2 e 3, sob as condições de financiamento da faixa 3.

5. CONCLUSÃO

A adoção do PMCMV constitui em uma política habitacional pública relevante no combate ao déficit habitacional no Brasil. De acordo com SOUZA e; FERREIRA (2019), o PMCMV, já atingiu o número de 4,3 milhões de Habitações de Interesse Social entregues, o que representa em uma responsabilidade substancial para com a sociedade.

Por outro lado, é imprescindível a compatibilização entre as políticas públicas habitacionais e urbanas, sugerindo, ainda, a integração de ambos em uma reformulação mais abrangente da política urbana (FGV, 2018).

Esse estudo resgata a relevância da inclusão dos benefícios das energias renováveis no âmbito das políticas habitacionais no Brasil. A elaboração de diferentes cenários econômicos vislumbrando diferentes faixas de renda da população e beneficiárias do PMCMV e com diferentes possibilidades de atendimento da demanda de energia nos revela resultados promissores quando o assunto é inclusão dos sistemas solares nesses programas.

Para faixa de renda até 3 salários mínimos existe um grau de inviabilidade tanto do pronto de vista de retorno do investimento quanto do Valor Presente Líquido (VPL). O estudo ancorou em 10 anos o prazo de retorno e nessa faixa temos 10,46 anos para a faixa 2 e 12,83 anos para faixa 3. A Taxa Interna de Retorno, a TIR parece nao ser tão atrativa, para faixa de 2 SM temos 8,385 e

para a faixa de 3SM temos 5,03% configurando uma atratividade baixa na tomada de decisao no que diz respeito ao investimento a ser realizado no sistema solar.

Por outro lado, a realização do estudo mostra a atratividade para as faixas de renda menores de 1, 1,5 SM. A atratividade é bem significativa conforme descrito nas tabelas 3 e 4. As taxas de atratividade anuais são bem superiores a qualquer aplicação no mercado isso mostra a força e a importância da realização deste trabalho e como referência no âmbito da política habitacional do país.

REFERÊNCIAS BIBILIOGRÁFICAS

BUONFIGLIO, L. V. Habitação de interesse social. Mercator (Fortaleza), SciELO Brasil, v. 17, 2018.

DOMINGOS, N. F.; JUNIOR, V. F. O déficit habitacional no Brasil frente às políticas públicas de habitação. Anais do Seminário Científico do UNIFACIG, n. 2, 2017.

DUTRA, L. G. B. A atuação do governo lula no combate ao déficit habitacional brasileiro: o caso do programa minha casa minha vida. Monografia–Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

EPE. Balanço energético nacional 2020: Ano base 2019. Empresa de Pesquisa Energética, 2020.

EPE, E. de P. E. Anuário estatístico de energia elétrica. 2020.

FJP. Déficit habitacional no brasil 2011-2012. Belo Horizonte: Fundação João Pinheiro. Centro de Estatística e Informações, 2015.

GIL, A. C. Métodos e técnicas de pesquisa social. [S.l.]: 6. ed. Editora Atlas SA, 2008.

IBGE. Censo demográfico, 2010. Características da População e dos Domicílios. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2010.

LANNOY, C. P. d. O descompasso das políticas públicas para a solução do déficit habitacional. 2006.

MATOSO, F. Governo lança terceira fase do programa Minha Casa, Minha Vida. 2016. Disponível em: <http://g1.globo.com/politica/noticia/2016/03/

governo-lanca-terceira-fase-do-programa-minha-casa-minha-vida.html>.
MCIDADES. Portaria nº 660, de 14 de novembro de 2018. Diário Oficial da União [DOU] de 16 de novembro de 2018., Ministério das Cidades - Brasil, 2018.

OLIVEIRA, T. P. M. d. et al. Potencial inclusivo da energia solar: análise dos aspectos jurídicos. Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2018.

RAMOS, J. da S.; NOIA, A. C. A construção de políticas públicas em habitação e o enfrentamento do déficit habitacional no brasil: uma análise do programa minha casa minha vida. Desenvolvimento em Questão, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, v. 14, n. 33, p. 65–105, 2016.

SOUZA, T. M.; FERREIRA, M. E. M. Desafios da energia fotovoltaica e ações de sustentabilidade para o programa habitacional “minha casa, minha vida”. BIOFIX Scientific Journal, v. 4, n. 1, p. 64–69, 2019.

INCORPORAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA ELÉTRICO DE LANZAROTE-FUERTEVENTURA

Douglas Olivo[1]; Alberto Botica Gutiérrez[2]; Abdoul Karim Dembele[2]; Lydia Gómez Botica[2]; Saray Jiménez Perut[2]; Miguel Carrión Ruiz Peinado[2]

[1]Itaipu Binacional; [2]Universidad de Castilla la Mancha

RESUMO

Atualmente, na Europa, 10 milhões de pessoas vivem em ilhas. Em função da reduzida conexão dos sistemas ilhados com o exterior, a normativa que rege o fornecimento de energia em tais sistemas é qualitativamente diferente a dos sistemas peninsulares. No caso da Espanha, é possível encontrar exemplos de sistemas elétricos isolados nas Ilhas Canárias. Estes sistemas são compostos, em sua maioria, por centrais que geram energia a partir de combustíveis fósseis. Em contrapartida, as Ilhas Canárias são um lugar privilegiado no que diz respeito a potencial eólico e contam com intensidade de radiação solar praticamente constante durante todo o ano. Ainda, as ilhas são o tipo de lugar ideal para a utilização de veículos elétricos no transporte de pessoas, devido a sua área geográfica reduzida. Os veículos elétricos podem ser um elemento muito útil na realização eficaz de uma gestão ativa do consumo de eletricidade, pois é possível escolher períodos propícios para carregar o veículo para, por exemplo, tirar proveito de um preço de eletricidade mais baixo, ou para aproveitar a energia renovável excedente. Levando tudo isso em conta, este projeto busca analisar econômica e tecnicamente o incremento da parcela de energias renováveis e de veículos elétricos em um sistema isolado real. Para isso, se considera o sistema elétrico formado pelas ilhas de Lanzarote e Fuerteventura.

Palavras-chave: Energias renováveis; Veículos elétricos; Sistemas ilhados; Emissão de CO_2.

ABSTRACT

Currently, in Europe, 10 million people live on islands. Due to the reduced connection of islanded systems with the outside, the regulations governing the supply of energy in such systems are qualitatively different from those of peninsular systems. In the case of Spain, it is possible to find examples of isolated electrical systems in the Canary Islands. These systems are mostly composed of plants that generate energy from fossil fuels. On the other hand, the Canary Islands are a privileged place in terms of wind potential and have practically constant solar radiation throughout the year. Furthermore, the islands are the ideal type of place for the use of electric vehicles in the transport of people, due to their small geographic area. Electric vehicles can be a very useful element in carrying out an effective management of electricity consumption, as it is possible to choose favorable periods to charge the vehicle, for example, to take advantage of a lower electricity price, or to take advantage of the surplus renewable energy. Taking all this into account, this project seeks to analyze economically and technically the increase in the share of renewable energies and electric vehicles in a real isolated system. For this, the electrical system formed by the islands of Lanzarote and Fuerteventura is considered.

Keywords: Renewable energies; Electric vehicles; Islanded systems; CO_2 emission.

1. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas tornaram-se, nos últimos anos, uma das maiores preocupações da nossa sociedade. Na Conferência do Clima de Paris (COP21), realizada em dezembro de 2015, 195 países assinaram o primeiro acordo global vinculado ao clima. Este acordo estabelece um plano de ação global cujo objetivo é impor um limite ao aquecimento global para que ele se mantenha abaixo de 2ºC. A medida mais importante deste plano é reduzir as emissões de gases de efeito estufa, que são a principal causa de aquecimento global.

As medidas destinadas a reduzir a emissão de poluentes são, entre outras, o aumento da produção de energia através de fontes de energia limpa ou fontes renováveis e o aumento da eficiência energética dos dispositivos que consomem energia. No entanto, esta evolução no processo de geração e consumo de energia demora mais para chegar a determinados lugares. Este é, por exemplo, o caso de sistemas insulares isolados, cuja operação apresenta grandes complexidades. As Ilhas Canárias são um exemplo claro da composição e funcionamento dos sistemas elétricos isolados.

Este projeto tem como objetivo propor uma configuração viável do sistema elétrico de Lanzarote-Fuerteventura, que seja dominada pelas energias renováveis e que inclua a incorporação de um grande número de veículos elétricos. Como aspecto mais inovador, pretende-se desenvolver um modelo que permita a carga e descarga controlada de baterias de carros elétricos. Desta forma, as baterias também podem ser consideradas como elementos de armazenamento de energia que podem ser usados, se necessário, para complementar a alimentação elétrica nos momentos de maior demanda de energia.

2. DESCRIÇÃO DAS ILHAS LANZAROTE E FUERTEVENTURA

As ilhas têm um clima subtropical com grande influência dos ventos, do mar e da diferença de altitude. É notável a alta radiação solar que recebem devido a seus quase 300 dias de sol por ano. De acordo com o Instituto Nacional de Estatística, a população total de Lanzarote e Fuerteventura em 2016 era de 145.084 e 107.521 pessoas, respectivamente. A Tabela 1 mostra os dados geográficos oferecidos pelo Governo das Ilhas Canárias.

Tabela 1 – Dados geográficos de Lanzarote e Fuerteventura

	Lanzarote	**Fuerteventura**
Superfície (km²)	846	1660
Perímetro (km)	191	304
Altitude (m)	671	807

Nota-se que, devido à pequena extensão geográfica das ilhas, são um local ideal para o uso de veículos elétricos, já que neste nesse caso uma de suas maiores desvantagens, que é a autonomia reduzida, pode ser minimizada. Além dos dados populacionais descritos acima, é importante destacar seu papel importante no que diz respeito ao turismo. Graças ao clima privilegiado das ilhas e aos atrativos destinos turísticos que os caracterizam, como suas praias e parques naturais, o fluxo de turistas às Ilhas é praticamente constante ao longo do ano.

2.1 Dados do sistema elétrico

O sistema elétrico das Canárias é composto por seis sistemas menores isolados, sendo que uma ligação submarina conecta as ilhas de Lanzarote e Fuerteventura. Uma versão esquemática do sistema é representada na Figura 1.

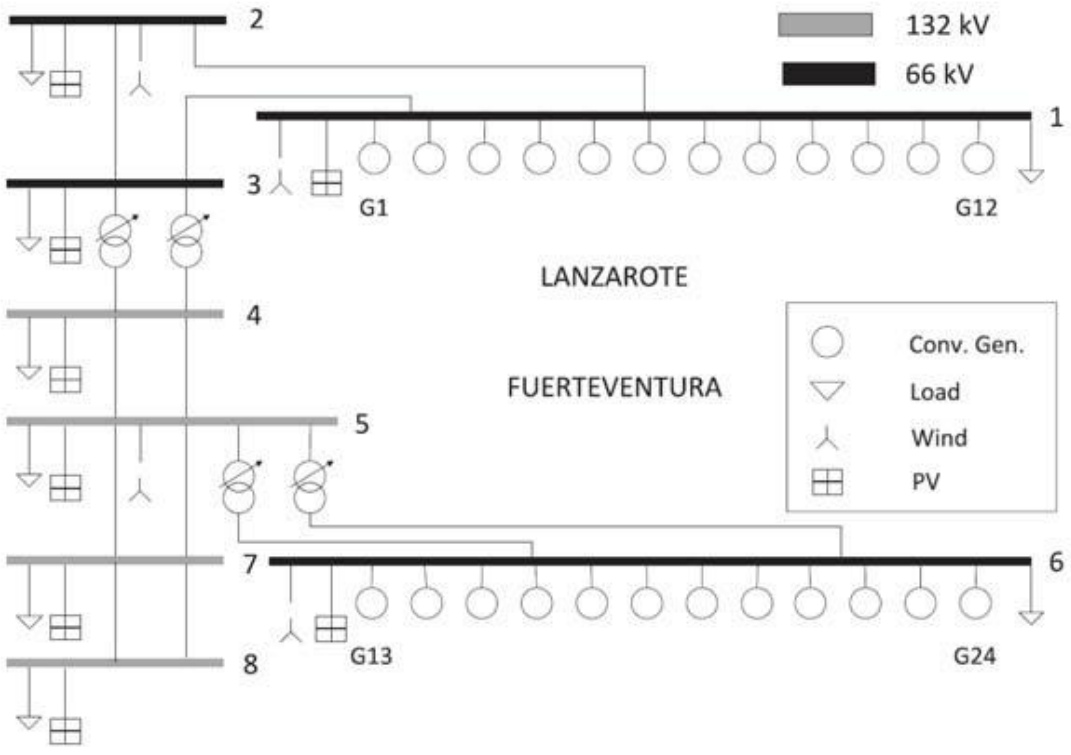


Figura 1 – Esquema do sistema elétrico de Lanzarote e Fuerteventura

A Tabela 2 abaixo fornece as repartições da potência instalada atualmente no sistema formado pelas ilhas de Lanzarote e Fuerteventura. Como pode ser visto, a maior parte da energia elétrica produzida nas ilhas é de origem fóssil, o que provoca, como já foi comentado, tanto um aumento no preço da eletricidade quanto um aumento nas emissões de gases de efeito estufa.

Tabela 2 – Potência instalada por tecnologia no sistema Lanzarote-Fuerteventura

Potência Instalada (MW)		**Lanzarote**	**Fuerteventura**
Térmicas		**213,9 (93,94%)**	**187 (88,8%)**
Renováveis	Eólica	8,77	13,08
	Fotovoltaica	6,46	10,67
	Total	**15,24 (6,65%)**	**23,76 (11,2%)**
Total		**229,14 (100%)**	**210,76 (100%)**

A Tabela 3 inclui a capacidade instalada e o potencial de energia eólica e solar fotovoltaica em Lanzarote e Fuerteventura. O potencial de ambas as tecnologias foi obtido do Plano Energético das Ilhas Canárias (PECAN). Observa-se que há um elevado potencial eólico devido à presença dos ventos alísios, que têm a vantagem de ter um valor bastante constante durante o verão. Ainda, a localização das Ilhas Canárias a apenas 4º do Trópico de Câncer assegura um grande número de horas de sol por ano. Logo, vê-se que a potência instalada atualmente é muito menor que o potencial disponível.

Tabela 3 – Potência instalada e potencial energético em Lanzarote-Fuerteventura

Potência (MW)		**Lanzarote**	**Fuerteventura**
Eólica	Instalada	8,8	13,1
	Potencial	70	100
Solar Fotovoltaica	Instalada	6,5	10,7
	Potencial	170	332

2.2 Dados sobre o transporte rodoviário de pessoas

De acordo com os dados obtidos em 2016, os veículos de passeio representam quase 75% do número total de veículos matriculados nas ilhas. Este dado no faz olhar para este segmento do mercado em busca da possibilidade de substituir progressivamente os carros de combustão interna por veículos elétricos. A Tabela 4 mostra o número total de veículos de passeio em Lanzarote e Fuerteventura. Esses valores foram obtidos a partir do número de veículos por pessoa na província de Las Palmas, que é igual a 0,4975. Este número foi obtido da população de Las Palmas e o número total de veículos na referida província em 2016.

Tabela 4 – Veículos de passeio em Lanzarote e Fuerteventura em 2016

	Lanzarote	**Fuerteventura**
Gasolina	56.980	42.228
Diesel	15.196	11.262
Total	**72.176**	**53.489**

Para o estudo dos hábitos dos canários quanto aos horários de utilização de seus veículos, foi feita uma distinção com base no motivo do deslocamento, conforme mostrado na Tabela 5. Esses dados foram obtidos a partir da pesquisa Movilia realizada pelo Ministério das Obras Públicas em 2006 e 2007.

Tabela 5 – Descrição das viagens nas ilhas Canárias

Motivo do deslocamento						
Total	Férias	Lazer	Motivo Profissional	Visita a familiares ou amigos	Ir a uma 2ª residência	Outros
100%	**12,51%**	**33,05%**	**0,42%**	**25,32%**	**23,17%**	**5,50%**

Meio de transporte principal				
Total	Carro	Ônibus	Trem	Outros
100%	**80,78%**	**18,19%**	**0%**	**1,02%**

Foram definidos 4 grupos de usuários de veículos para dias úteis e não úteis (sábados, domingos e feriados). Esses grupos são mostrados nas Tabelas 6 e 7, que incluem informações sobre o percentual de veículos que pertence a cada grupo e os horários de início e término do estacionamento dos veículos por grupo. Considera-se que os veículos podem ser carregados/descarregados entre esses dois horários. Considerou-se que a distância diária percorrida por cada veículo é de 45,5 km, o que foi obtido através de. Também, assumiu-se que a distância média diária percorrida durante um dia não útil é 40% menor.

Tabela 6 – Grupos de usuários de veículos nos dias úteis

Grupo	Porcentagem	Hora de início do estacionamento	Hora de fim do estacionamento
1	30	16	8
2	50	20	8
3	15	22	14
4	5	0	19

Tabela 7 – Grupos de usuários de veículos nos dias não úteis

Grupo	Porcentagem	Hora de início do estacionamento	Hora de fim do estacionamento
1	10	16	8
2	20	20	8
3	45	22	14
4	25	0	19

O veículo elétrico mais vendido na Espanha é o Renault Zoe. As características técnicas para a versão mais atual deste veículo são mostradas na Tabela 8. Para preservar o bom estado da bateria e evitar a sua degradação devido a cargas e descargas, serão consideradas neste projeto a carga padrão de 100% da bateria em 4 horas. Da mesma forma, será assumida uma eficiência de carga e descarga da bateria de 90%.

Tabela 8 – Características técnica do Renault Zoe Entry R90 400

Potência máxima (cv)	92
Velocidade máxima (km/h)	135
Bateria (kWh)	41
Autonomia NEDC (km)	400
Autonomia real (km)	300
Carga padrão (h)	4-10 / 100%
Carga rápida (h)	1 / 80%

3. SIMULAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

A modelagem da operação do sistema elétrico de Lanzarote-Fuerteventura foi realizada resolvendo um problema de despacho econômico que consiste em determinar qual é a potência que deve ser gerada por cada planta para suprir a demanda do sistema a um custo mínimo. Do ponto de vista matemático, é um problema de programação linear que pode ser resolvido usando um software comercial.

Neste projeto considera-se que a carga/descarga de veículos elétricos é controlada pelo operador do sistema elétrico, não iniciando no momento em que o veículo for estacionado em casa, mas quando o operador decidir, algo viável em um ambiente das chamadas redes inteligentes. As simulações foram realizadas para um futuro ano de 2050, tomando como base os valores horários de demanda do ano de 2016, acrescidos de 25%. Assim, foram modelados 8.760 períodos horários agrupados em 365 dias.

3.1 Resultados

Esta seção analisa como a capacidade instalada de energia renovável afeta o funcionamento do sistema elétrico. A Tabela 9 inclui um resumo da operação do sistema elétrico de Lanzarote-Fuerteventura ao longo de um ano inteiro considerando 3 valores de potência de energia renovável instalada. Neste caso, considera-se que a capacidade instalada de energias renováveis pode ser a) a atual no final de 2016, b) três e c) seis vezes este valor. Cabe ressaltar que,

em todos os casos, a potência de energia eólica e solar fotovoltaica instalada ainda está abaixo dos potenciais máximos considerados na Tabela 3. Considera-se ainda uma penetração de 25% de veículos elétricos em relação à frota da Tabela 4.

Tabela 9 – Resumo dos resultados

	Potência renovável igual a 2016	**Potência renovável igual a três vezes a de 2016**	**Potência renovável igual a seis vezes a de 2016**
Custo total de operação (M€)	299,213	273,036	237,777
Custo total de investimento em eólicas anualizado (M€)	0	3,408	8,521
Custo total de investimento em solar anualizado (M€)	0	2,953	7,384
Geração total (GWh)	1973,309	1973,309	1973,309
Geração eólica total (GWh)	43,116	129,348	258,696
Geração solar total (GWh)	26,679	80,038	160,077
Emissões de CO_2 para geração de eletricidade (kTon)	1412,162	1311,166	1154,695
Emissões de CO_2 por veículos de combustão interna (kTon)	186,026	186,026	186,026

A Tabela 9 mostra que, devido ao menor custo de operação das energias renováveis, o custo total de operação do sistema é reduzido com o aumento da penetração de energia renovável. Um fato importante é que o custo de investimento anualizado da nova energia eólica e solar instalada é menor que essa redução, tornando o investimento vantajoso economicamente. Para obter o custo de investimento anualizado, foi utilizado o fator de recuperação de capital $r(1+r)^x/((1+r)^x-1)$, onde r é a taxa de juros e x é a vida útil da planta. Este estudo considerou que r=5% e que x=20 anos. Por outro lado, também é observado um aumento na produção de energias renováveis e uma redução proporcional das emissões de CO_2 produzidas no processo de geração eletricidade.

A Figura 2 mostra a matriz energética, as emissões e o preço da eletricidade para diferentes penetrações de energias renováveis. Os resultados mostram que, ao aumentar a energia renovável instalada, a energia fornecida pelas usinas a diesel e gás diminui drasticamente. Isso causa uma redução significativa no total de emissões mensais de CO_2. Por fim, observa-se que o preço médio da eletricidade também é reduzido ao aumentar a potência renovável instalada.

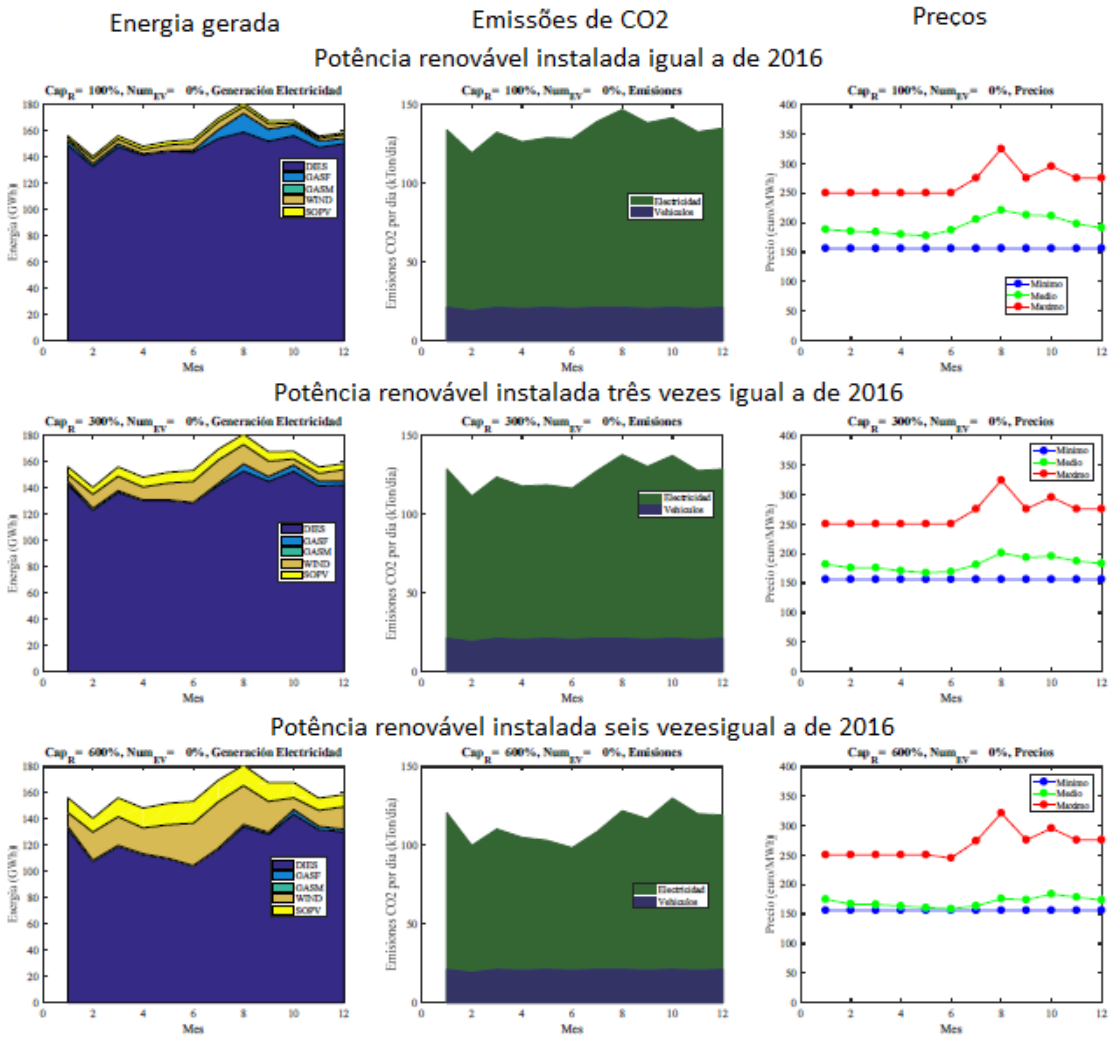


Figura 2 – Influência da potência renovável instalada no mix de geração, emissões de CO_2 e preço da eletricidade

4. CONCLUSÕES

Este projeto analisou o funcionamento do sistema elétrico das ilhas de Lanzarote e Fuerteventura no ano de 2050. O funcionamento de um sistema como o analisado tem a principal peculiaridade de ser isolado, por isso não pode importar energia elétrica de outros sistemas próximos. Além disso, analisando os dados de potência instalada nestas ilhas, está provado que o mix energético de Lanzarote e Fuerteventura em particular, e as Ilhas Canárias em geral, tem uma penetração de energias renováveis muito inferior ao que ocorre no sistema eléctrico peninsular Espanhol. Este fato é especialmente surpreendente porque as Ilhas Canárias têm um potencial muito elevado para a energia eólica e solar fotovoltaica.

Tendo em conta o potencial de energia eólica e solar nas ilhas de Lanzarote e Fuerteventura, foram considerados diferentes cenários de penetração de energia renováveis para analisar o mix de geração resultante, as emissões de CO2 e a preço da eletricidade. Para aumentar a flexibilidade do sistema elétrico, foi porposto o uso de veículos elétricos como elementos ativos do sistema. Desta forma, utilizando as funcionalidades das redes inteligentes, considera-se que o carregamento do veículo pode ser controlado pelo operador do sistema elétrico, para que possa decidir em que horas o carro é carregado dentro do período em que que está disponível para tal. Além disso, a energia armazenada em veículos pode ser injetada na rede, se necessário. A condição que deve ser atendida é que, no final do dia, os veículos devem ter um nível de carga definido anteriormente pelo usuário.

Para simular a operação do sistema elétrico, um problema de despacho foi formulado, o qual buscou determinar a energia que cada usina deve fornecer em cada período para que a demanda do sistema fosse suprida a um custo mínimo. Este problema foi resolvido usando o software GAMS. Os resultados obtidos mostram que a incorporação de energias renováveis e de veículos elétricos é eficaz na redução das emissões de CO_2 e do preço da eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASENSIO, M.; CONTRERAS, J. “Stochastic Unit Commitment in Isolated Systems With Renewable Penetration Under CVaR Assessment”, 2016.

GOBIERNO DE CANARIAS. Disponível em: <http://www.gobiernodecanarias.org/principal/>. Acesso em: 01 fev. 2017.

GOBIERNO DE CANARIAS. “Plan Energético de Canarias (PECAN)”, 2007.

DIRECCIÓN GENERAL DE TRÁFICO. Parque de vehículos por província. Disponível em: <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablasestadisticas/>. Acesso em: 01 fev. 2017.

MINISTERIO DE FOMENTO. Información sobre pautas de movilidad de la población residente em España en viviendas familiares, sus características y sus determinantes. Disponível em: <https://www.fomento.gob.es/MFOM/LANG_CASTELLANO/ATENCION_CIUDADANO/INFORMACION_ESTADISTICA/Movilidad/Movilia2006_2007/>. Acesso em: 01 fev. 2017.

ECOLOGISTAS EN ACCIÓN. “Las cuentas ecológicas del transporte”, 2ª edição, 2016.

Renault Zoe. Disponível em: <http://www.renault.es/gama-renault/gama-vehiculoselectricos/zoe/renault-zoe/>. Acesso em: 01 fev. 2017.

GOMEZ-EXPOSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. “Electric Energy Systems: Analysis and Operation (Electric Power Engineering Series)”, CRC Press, 2008.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. Mapas de la red. Disponível em: <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>. Acesso em: 01 fev. 2017.

ROSENTHAL, R. E. “GAMS, A User’s Guide”, GAMS Development Corp.. Washington DC, USA, 2017.

INDICADORES DE DESEMPENHO ENERGÉTICO PARA O SETOR DE COMÉRCIO E SERVIÇOS DO LITORAL NORTE DO RS

Larissa Ananda Hansen[1]; Vanessa Dias de Moura[1]; Kauê Augusto Hermes Dalla Rosa[1]; Aline Cristiane Pan[1]

[1]*Universidade Federal do Rio Grande do Sul*

RESUMO

O aumento nos preços da energia elétrica ocasionado pela crise hídrica no ano de 2021 fez a busca por eficiência energética crescer nos setores mais impactados pela pandemia, como comércio, hotelaria e shoppings. Neste contexto, as auditorias energéticas em conjunto com a aplicação de indicadores de desempenho energético (IDEs) apresentam-se como alternativa para identificação de mau dimensionamento de instalações e equipamentos e/ou mau uso pelos usuários, o que implica em um consumo desnecessário de energia. Atualmente, o setor de comércio e serviços em geral representam 4,7% do consumo total de energia do país, o qual se pode propor uma avaliação de como está sendo aproveitada a energia, e em quais variáveis é possível obter melhorias. Ainda sobre comércio e serviços, pode-se destacar que o setor é fortemente vinculado ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul, chegando a representar a estrutura produtiva da região em até 76,7% da economia, composta por supermercados, restaurantes, hotéis e pousadas, farmácias e lojas em geral. Simultaneamente a região é caracterizada pela sazonalidade, os municípios que a compõem apresentam, entre os meses de dezembro e março, uma população flutuante por volta de um milhão de habitantes, dessa forma ocorre a alteração do perfil de consumo energético do setor ao decorrer do ano. Devido a essa característica, o desenvolvimento de um planejamento energético é essencial para evitar sobrecargas na rede de distribuição de energia no período de maior consumo, fato que só pode ser percebido e evitado com a presença de IDEs que são capazes de monitorar e medir o desempenho de consumo dos estabelecimentos, e se tornar uma

ferramenta de gestão de energia. Sendo assim, o presente artigo propõe determinar IDEs para consumidores comerciais do Litoral Norte, com o intuito de oportunizar melhorias para o setor de comércio e serviços da região, promover a eficiência energética e demonstrar a importância dos indicadores na avaliação do consumo e uso eficiente de energia. Para atingir o objetivo proposto utilizou-se de uma base internacional de IDEs, desenvolvida pela Agência Internacional de Energia Atômica em conjunto com outras Organizações Internacionais, com o propósito de identificar indicadores que se enquadrem na realidade do Litoral Norte. Ainda, levando em conta a sazonalidade e uma análise dos Usos Significativos de Energia foram escolhidos indicadores apropriados para cada tipo de atividade e/ou processo, sendo estes indicadores quantitativos e/ou qualitativos que buscaram compreender de que forma esses auxiliam na identificação de falhas ou problemas nas operações. Como resultado dos indicadores propostos destacou-se a importância de ter um painel de indicadores, ao invés de considerar apenas um único indicador para um tipo de estabelecimento, as informações fornecidas por vários indicadores geralmente são complementares em todas as dimensões, sendo necessária uma análise transversal de diversos indicadores para permitir uma compreensão abrangente do desempenho dos procedimentos realizados nos estabelecimentos. Os resultados obtidos foram utilizados de acordo com os objetivos de cada estabelecimento, acarretando no desenvolvimento de variados indicadores que irão contribuir positivamente na gestão de energia do local, trazendo benefícios através do aumento da competitividade e, consequentemente, a melhora na qualidade dos serviços no setor comercial do litoral norte.

Palavras-chave: Indicadores de Desempenho Energético; Setor de Comércio e Serviços; Litoral Norte do RS; Eficiência Energética.

ABSTRACT

The increase in electricity prices caused by the water crisis in 2021 made the search for energy efficiency grow in the sectors most impacted by the

pandemic, such as commerce, hotels and malls. In this context, energy audits in conjunction with the application of energy performance indicators (EnPI's) are presented as an alternative to identify poor sizing of facilities and equipment and/or misuse by users, which implies unnecessary energy consumption. Currently, the commerce and services sector in general represents 4.7% of the country's total energy consumption, which can be used to assess how energy is being used, and in which variables it is possible to obtain improvements. Still on trade and services, it can be noted that the sector is strongly linked to the Litoral Norte of Rio Grande do Sul, representing the region's productive structure in up to 76.7% of the economy, composed of supermarkets, restaurants, hotels and inns, pharmacies and stores in general. At the same time, the region is characterized by seasonality, the municipalities that compose it present, between December and March, a floating population of around one million inhabitants, thus changing the energy consumption profile of the sector throughout the year. Due to this characteristic, the development of an energy plan is essential to avoid overloads in the energy distribution network during the period of greatest consumption, a fact that can only be perceived and avoided with the presence of EnPI's that are capable of monitoring and measuring performance, consumption of establishments and become an energy management tool. Therefore, this article proposes to determine EnPI's for commercial consumers on the Litoral Norte, in order to provide opportunities for improvements to the region's trade and services sector, promote energy efficiency and demonstrate the importance of indicators in the evaluation of consumption and efficient use of energy. To achieve the proposed objective, an international base of energy indicators was used, developed by the International Atomic Energy Agency together with other International Organizations, with the purpose of identifying indicators that fit the reality of the Litoral Norte. Also, taking into account the seasonality and an analysis of the Significant Energy Uses, appropriate indicators were chosen for each type of activity and/or process, being these quantitative and/or qualitative indicators that sought to understand how these help in the identification of failures or problems in

operations. As a result of the proposed indicators, the importance of having a panel of indicators was highlighted, instead of considering just a single indicator for a type of establishment, the information provided by several indicators are usually complementary in all dimensions, requiring a cross-sectional analysis of several indicators to allow a comprehensive understanding of the performance of the procedures carried out in the establishments. The results obtained were used according to the objectives of each establishment, resulting in the development of various indicators that will contribute positively to the energy management of the place, bringing benefits through increased competitiveness and, consequently, the improvement in the quality of services in the sector Litoral Norte business.

Keywords: Energy Performance Indicators; Trade and Services Sector; Litoral Norte of RS; Energy Efficiency.

1. INTRODUÇÃO

O Litoral Norte do Rio Grande do Sul é uma das regiões que apresenta concentração de grandes públicos no verão, sendo conhecida pela sua alta sazonalidade (RIO GRANDE DO SUL, 2020). Esta particularidade apresenta grande importância nas estratégias e tomadas de decisão no litoral, visto que deve-se adequar os setores econômicos da região ao fluxo de pessoas, que varia durante o ano.

O setor de comércio e serviços pode ser comentado como um dos focos na organização das cidades do litoral, principalmente durante o verão, uma vez que os turistas utilizam desta atividade econômica para aproveitar os dias da estação. Pode-se comentar que, por conta da demanda causada pelo turismo, muitos trabalhadores temporários são convocados (COREDE, 2015). Portanto deve-se explorar o setor quanto às questões econômicas e energéticas envolvidas nos processos dos estabelecimentos.

Recursos energéticos são bens de consumo essenciais para realizar atividades domésticas, para o transporte de pessoas e mercadorias, suporte de atividades comerciais e principalmente para transformar matéria prima em bens

materiais (CIMA, 2006). O acesso a fontes de energia de forma apropriada, confiável e de qualidade é um dos propósitos fundamentais do processo de planejamento energético, visto que a energia é um dos elementos essenciais para o desenvolvimento econômico de uma nação (ESTEVES, 2021).

A competitividade de produzir mais gastando menos e a crescente preocupação com questões ambientais está fortalecendo a necessidade de utilizar a energia de forma eficiente, seja por força legal, seja pela necessidade de cumprir requisitos ambientais (DOS SANTOS VICENTE, 2022). Cada vez mais a eficiência energética vem ganhando atenção, nesse sentido, as auditorias energéticas assumem um papel fundamental. Uma auditoria energética consiste em um exame detalhado geral e setorial, das condições de utilização de energia, com o intuito de identificar oportunidades de racionalizar o consumo energético, através da implementação de medidas com viabilidade técnica-econômica. As medidas propostas em uma auditoria energética promovem o aumento da eficiência energética, assumindo assim, um papel primordial para uma maior consciência de todos os fatores que influenciam o consumo energético (GOMES, 2015).

Do ponto de vista de planejamento energético, os Indicadores de Desempenho Energético (IDEs) assumem um papel de suma importância, uma vez que constituem uma ferramenta de análise cujo objetivo é o fornecimento de informações relacionadas com aspectos econômicos, sociais e ambientais da produção e consumo de energia, o que permite o tomador de decisão avaliar o comportamento do sistema energético de maneira integrada (KOURKOUMPAS, 2018). Deste modo, através de inter-relações existentes entre os IDEs, é possível determinar ações de resposta, por meio de políticas energéticas, que venham a contribuir positivamente para o sistema como um todo (MWASHA, 2011).

Sendo assim, o presente artigo propõe determinar IDEs para consumidores comerciais do Litoral Norte, com o intuito de oportunizar melhorias para o setor de comércio e serviços da região, promover a eficiência energética e demonstrar a importância dos indicadores na avaliação do

consumo e uso eficiente de energia. Para tanto, será utilizada como referência uma base internacional de indicadores energéticos, *Energy Indicators for Sustainable Development*, desenvolvida pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), em conjunto com outras Organizações Internacionais (IAEA, 2005).

2. SETOR DE COMÉRCIO E SERVIÇOS NO LITORAL NORTE DO RS

O setor econômico do Litoral Norte do RS demonstra a grande contribuição do setor de serviços e construção civil. Estabelecendo uma comparação da representatividade do setor para a região e o Estado, fica evidente a dependência do Litoral para tais atividades. Segundo o (COREDE 2015) o Litoral Norte apresentou um produto interno bruto (PIB) de 4,7 bilhões, um valor muito baixo quando comparado com PIB do RS (423 bilhões). A região adquiriu a penúltima posição entre as 28 que compõem o estado (COREDE 2015). Utilizando o Valor Adicionado Bruto (VAB) do Litoral, que é composto pelos setores Agropecuário com 9,4%, Indústria com 13,99% e Serviços com 76,7% (COREDE 2015), é viável destacar a dependência sobre o setor de serviços, mais representativo que a média do estado, segundo o (Atlas Socioeconômico 2017) o mesmo representa 68,5%, seguido pelo industrial com 22,4% e agropecuário com 9,2% para o estado do RS. Outro fator importante é o consumo energético, de acordo com o Balanço Energético 2013 da CEEE, o Litoral assume o décimo lugar entre as regiões do Estado acerca do consumo de energia, que é de 785.205.668 kWh, 2,86% do total estadual (COREDE 2015).

Os setores de serviços que ganham destaque no Litoral Norte são Administração Pública com 37,9%, Atividades Imobiliárias e Aluguéis, com 21,5%, e o Comércio e Serviços de Manutenção e Reparação (COREDE 2015). Segundo o (COREDE 2015) da totalidade de pessoas empregadas, 79,9% estavam nos Serviços; 17,2%, na Indústria; e 2,9%, na Agropecuária, indicando uma concentração maior no setor de serviços que nas demais regiões.

Segundo o último (ATLAS SOCIOECONÔMICO 2021) o Litoral Norte possui 340.436 habitantes. A região se destaca por ser um polo turístico, que influencia em grandes migrações populacionais durante o verão, de acordo com o COREDE o acréscimo populacional pode chegar até 1.000.000 de habitantes (COREDE, 2015). Essa particularidade impulsiona o mercado trabalhista durante o período, estimulando principalmente a criação de empregos no ramo de comércio e serviços. Analisando o cenário atual do Litoral por meio do (Boletim do Mercado 2022), a região do Litoral Norte (Região funcional 4) obteve o maior crescimento em número de empregos formais entre fevereiro de 2021 a fevereiro de 2022, representando um acréscimo de 3,2 vezes.

3. INDICADORES DE DESEMPENHO ENERGÉTICO (IDEs)

Para introduzir o processo de desenvolvimento e aplicação de IDEs, primeiro deve-se entender como iniciar a busca por este método e quais os principais objetivos a serem alcançados. Inicialmente, pode-se definir o consumo de energia de acordo com as atividades, equipamentos e outras variáveis que estão diretamente relacionadas ao uso da energia. Este consumo pode apresentar pontos de melhorias, tendo como consequência uma melhor eficiência energética dos processos que, segundo Barros e Borelli (2015) seria a diminuição do consumo energético de uma unidade, de tal forma que o processo realizado não seja alterado e o resultado final seja o mesmo. O conceito está diretamente relacionado ao desempenho energético, uso e consumo de energia (FERREIRA; GEDRA, 2020).

Para obter o desempenho e a eficiência energética, são realizadas auditorias energéticas, que podem seguir ou não algumas estratégias, a depender do estabelecimento em que será realizado o estudo. Em alguns documentos, como o publicado em 2015 pelo Ministério do Meio Ambiente, o método utilizado trata que uma auditoria pode ter como processos a coleta e avaliação inicial de informações de uma edificação, a realização de descrições gerais do cenário, avaliação de características elétricas e, por fim, a

apresentação dos resultados como forma de buscar oportunidades de melhorias (BRASIL, 2015). Pode-se observar que o método é conduzido e sugerido a partir de publicações compartilhadas por importantes associações, como o documento de procedimentos para auditoria da ASHRAE (2011) e as normas da ISO 50003/2016.

Para a análise dos dados de uma instalação, podem ser aplicados indicadores de avaliação. Os IDEs são desenvolvidos a partir das informações obtidas de uma determinada unidade, e as metas que devem ser alcançadas por meio da implementação de ações que podem contribuir para o melhor uso da energia (FERREIRA e GEDRA, 2020). Entre as vantagens de sua aplicação, pode-se destacar: identificação de possibilidades de manutenção e substituição de equipamentos, melhorias em instalações elétricas, iluminação, mudanças no processo, entre outros pontos que podem contribuir para o melhor aproveitamento de energia (TAVARES e MONTEIRO, 2014; BRASIL, 2015).

Morales (2007) explica que os IDEs são ferramentas que possibilitam a conexão entre diferentes informações de um caso em estudo, e podem ser avaliados juntos indicadores globais (características gerais da instalação), como horas de utilização da edificação e equipamentos, e indicadores específicos, como os relativos ao financeiro e indicação dos usos finais de energia. Todos estes pontos podem ser avaliados também no setor de comércio e serviços.

Em Curitiba, verificou-se a possibilidade de aplicação de IDEs utilizando uma análise de consumo x produção. Isto é, a partir dos dados obtidos sobre produção de pães (por kg), no estabelecimento, ocorreu a ligação desta informação com o consumo conhecido do estabelecimento em um determinado período. Esta análise identificou recomendações quanto ao uso dos equipamentos utilizados na produção, tais como aproveitamento do volume de pães que podem ser produzidos nos fornos e diminuir a operação dos equipamentos nos horários fora de pico, isto é, com menor produção de alimentos (HIBARINO, 2018).

3.1 Indicadores de Desempenho Energético para o Litoral Norte do RS

Os IDEs surgem como instrumento de monitoramento das estratégias e políticas energéticas, o que possibilita o acompanhamento dos processos realizados e a adoção de medidas de reparação em tempo útil, em um contexto de desenvolvimento em geral e do setor energético em particular.

A modificação de um indicador ao longo do tempo é a chave para estimar o avanço ou retrocesso realizado. Por exemplo, os IDEs facilitam a percepção da evolução das metas propostas pelo planejamento energético, tal percepção e quantificação do progresso realizado permite determinada reação em função das metas e políticas de eficiência energética traçadas pelo planejamento energético.

Para que os IDEs sejam instrumentos confiáveis e úteis, devem possuir uma base sólida de dados estatísticos consistentes, recentes e válidos. A estruturação e interpretação dos IDEs requerem a utilização de estatísticas auxiliares que medem, por exemplo, demografia, desenvolvimento, economia, saúde, transporte e urbanização.

Para a definição dos indicadores que serão atribuídos ao setor de comércio e serviços do Litoral Norte foi utilizada uma base consolidada de indicadores energéticos, desenvolvida pela AIEA. Na Tabela 1 estão listados indicadores econômicos, referentes aos padrões de uso, importantes para compor um planejamento energético para a região do Litoral Norte.

Tabela 1 – Indicadores econômicos. Adaptado de (AIEA)

Tema	Indicador		Unidade
Uso geral região	Uso de energia per capita		MWh/nº habitantes
Produtividade geral região	Uso de energia por unidade de PIB		MWh/R$
Uso final estabelecimento	Intensidade energética	Padaria	kWh/kg(pães assados)
		Açougue	kWh/kg(carne armazenada)
		Iluminação	W/m²
		Climatização	kWh/m²
		Habitação (hotéis, pousadas)	kWh/utilidade final
		Comércio em geral	kWh/R$(total em vendas)

Com a identificação dos indicadores econômicos, é possível desenvolver linhas de base energética (CASTRO, 2018) para realizar comparativos entre o setor atual e as possibilidades futuras para melhorias na eficiência em diferentes estabelecimentos propostos para aplicação de IDEs.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES FINAIS

Conforme avaliado previamente, os indicadores econômicos e energéticos da AIEA vão de encontro ao entendimento das características do Litoral Norte que são necessárias para entender o consumo de energia em estabelecimentos de serviços e comércio. Sendo assim, foi possível relacionar dados econômicos e sociais com o consumo de energia do setor de serviços e comércio, tornando viável estudos específicos para as características do litoral.
O monitoramento do IDE que identifica a intensidade energética por produção de pães assados (kwh/kg) mostra o quão sazonal é a estrutura litorânea, uma vez que a produção e venda de pães e demais mercadorias de padaria possivelmente aumentam significativamente com a chegada de visitantes no verão.

Também é possível relacionar variáveis para obter indicadores que contribuam positivamente para os estudos. Economicamente, o IDE de consumo de energia x vendas (kWh/R$) também é válido, visto que este é aplicável em diferentes tipos de serviços, desde restaurantes até lojas de roupas, bazar, entre outros. Com este indicador, pode-se monitorar o movimento de pessoas ao longo do dia, mês e ano, além de identificar quais os principais momentos em que deve-se atentar ao consumo de energia e equipamentos que podem tornar a instalação menos eficiente.

Indicadores como consumo de energia x população local (MWh/nº habitantes) são importantes por relacionar o comportamento do uso de energia no setor nas demais estações do ano, como inverno e outono, quando o consumidor, em grande parte, é o morador constante das cidades do litoral.

Para estudos de caso, monitoramento e implementação de novos métodos de produção, os IDEs podem contribuir positivamente para atingir metas de eficiência energética em diferentes setores, e deve-se utilizar esta ferramenta visando melhorias nos processos de diferentes setores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Society of Heating Refrigeration and Air Conditioning Engineers – ASHRAE. Procedures for Commercial Building Energy Audits. Estados Unidos: 2ª edição, 2011.

BARROS, Benjamim Ferreira D.; BORELLI, Reinaldo; GEDRA, Ricardo L. Eficiência Energética - Técnicas de Aproveitamento, Gestão de Recursos e Fundamentos. São Paulo: Editora Érica e Saraiva, 2015. ISBN: 978-85-365-1840-4.

BRASIL. Guia prático: conceitos e ferramentas de gestão e auditoria energéticas. Ministério do Meio Ambiente. Brasília: MMA, 2015. 80 p. ; Il. Color. ISBN 978-85-7738-251-4.

CIMA, Fernando Monteiro. Utilização de indicadores energéticos no planejamento energético integrado. Dissertação de Mestrado, 2006.

DOS SANTOS VICENTE, Tulio Vagner. Estrutura e Sustentabilidade Empresarial. Digitaliza Conteúdo, 2022.

ESTEVES, Heloisa Borges Bastos. A QUESTÃO ENERGÉTICA E O PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO PARA O SÉCULO XXI. A geopolítica da energia do século XXI, 2021.

FERREIRA, Benjamim; GEDRA, Ricardo. Gerenciamento de Energia: ações administrativas. São Paulo: Editora Érica e Saraiva, 2020. 9788536533063.

GOMES, Joaquim Avelino Soares. Auditoria Energética a Instalação Comercial. Tese de Doutorado, 2015.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. Atlas Socioeconômico do Rio Grande do Sul. Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão. Departamento de Planejamento Governamental, 6. Ed. Porto Alegre: Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão, 2020.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. Boletim de trabalho do Rio Grande do Sul / Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão, Departamento de Economia e Estatística – V. 4, n. 1, (abr.2022). Porto Alegre: Secretaria de Planejamento, Governança e Gestão, 2022 – p. 1-20.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. Perfil Socioeconômico COREDE - Litoral Norte do Rio Grande do Sul. COREDE, 2015.

HIBARINO, Felipe Eidi Ito. Análise de Processos e Operações para Otimização e Redução do Consumo de Energia Elétrica em Supermercados. Trabalho de conclusão do curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica do Paraná. Curitiba, 2018.

IAEA, Austria et al. Energy indicators for sustainable development: Guidelines and methodologies. 2005.

KOURKOUMPAS, Dimitrios-Sotirios et al. A review of key environmental and energy performance indicators for the case of renewable energy systems when integrated with storage solutions. Applied Energy, v. 231, p. 380-398, 2018.

MORALES, Clayton. Indicadores de Consumo de Energia Elétrica como Ferramentas de Apoio à Gestão: Classificação por Prioridades de Atuação na Universidade de São Paulo. Dissertação - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

MWASHA, Abraham; WILLIAMS, Rupert G.; IWARO, Joseph. Modeling the performance of residential building envelope: The role of sustainable energy performance indicators. Energy and buildings, v. 43, n. 9, p. 2108-2117, 2011.

TAVARES, Flávio Viana; MONTEIRO, Luciane. Indicadores de Eficiência Energética na Indústria de Fertilizantes de Amônia. Rev. Eletrônica Sistema & Gestão, vol. 9, 2014, pg. 216-223.

CASTRO, Renato Ely et al. Plataforma de Supervisão de Indicadores de Energia Industriais para Suporte à Conservação Energética. 33ª ed CBMGA/EXPOMAN, 2018.

INDICADORES PARA EFETIVAÇÃO DE POLÍTICA ENERGÉTICA MUNICIPAL: ANÁLISE DE GASTOS ATRAVÉS DAS CONTAS PÚBLICAS

Tayná dos Santos[1]; Juliana Klas[1]; Allan Felicio Ortiz[1]; Alice Macedo Rondon[1]

[1]*Universidade Federal do Rio Grande do Sul*

RESUMO

A gestão e o planejamento energético em municípios brasileiros não se dão de maneira concisa. Atualmente não existe diretriz clara na administração pública que delimita ou prescreve indicadores de gestão sustentável de energia. Despesas com energéticos nas contas públicas não se apresentam de forma direta e simples, o que dificulta a implementação de uma política energética. Dessa forma, o presente artigo propõe uma metodologia de coleta de dados, bem como sua preparação, dos valores gastos com energia elétrica, através do portal do Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul (TCE-RS). Foi executada a análise da metodologia no ano de 2020, nos 23 municípios que constituem o litoral norte gaúcho em função dos serviços oferecidos: iluminação pública, educação e saúde. Como principal contribuição, após coleta e preparação dos dados, tem-se o desenvolvimento de 6 indicadores que são relevantes e factíveis para avaliação do gasto em energia elétrica nos municípios.

Palavras-chave: Energia Elétrica; Gestão de energia; Indicadores; Administração Pública.

ABSTRACT

The energy management and planning in Brazilian cities are not tersely. Currently, there is no clear guideline in public administration that delimits or prescribes sustainable energy management indicators. Expenses with energy in public accounts has not been presented in a direct and simple way, which can inhibit the implementation of an energy policy. Thus, this article proposes a methodology for collecting data, as well as the preparation, of the amounts spent

on electricity, through the portal of the Court of Auditors of the State of Rio Grande do Sul (TCE-RS). The methodology analysis was performed, for 2020 year, on the 23 municipalities that entail the northern coast of Rio Grande do Sul according to the services offered: public lighting, education and health. As the main contribution, after collecting and preparing the data, there is the development of 6 indicators that are relevant and feasible for evaluating the expenditure on electricity in the municipalities.

Keywords: Electrical energy; Energy Management; Indicators; Public Administration.

1. INTRODUÇÃO

Dado o caráter emergencial das mudanças climáticas, existe a necessidade de medidas voltadas a um desenvolvimento sustentável. Nesse sentido, de acordo com o último relatório promovido pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), o setor de fornecimento de energia é o que mais contribui para a emissão de gases de efeito estufa (GEE) (IPCC, 2021, 518). Dessa forma, compreende a todos os segmentos da sociedade a proposição de soluções para a problemática. Em vista disso, a gestão dos municípios é elementar na contribuição em aliar aspectos técnicos, sociais, econômicos e ambientais. As cidades possuem papel central na transição para a sustentabilidade (UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME, 2015).

De acordo com Wang et al (2009), um setor de energia sustentável deve ter um equilíbrio de produção e consumo de energia, exercendo o mínimo impacto negativo sobre o meio ambiente. Com fim de revisar os métodos utilizados na análise multicritério para a seleção de sistemas de fornecimento de energia, Wang et al executou ponderações acerca dos critérios empregados, sendo eles divididos em aspectos técnicos, econômicos, ambientais e sociais.

A gestão de energia na administração municipal está relacionada à tomada de decisões de gestores públicos. Para uma gestão sustentável da energia, é oportuno a definição de indicadores que considerem a disponibilidade,

relevância e factibilidade dos dados basais encontrados, para que então sejam utilizados no planejamento de políticas públicas do setor.

Em relação ao consumo energético de um município, ele representa dois aspectos da sustentabilidade: um referente ao custo econômico, exemplo disso é o quanto uma cidade gasta em energia frente ao seu orçamento; outro referente às escolhas de fontes de energia que apresentam e, por consequência, as emissões de GEE delas. Nesse sentido, salienta-se que não há como fazer gestão da energia sem ter uma linha de base, ou seja, sem primeiro analisar quais são as despesas executadas (ABNT,2018).

A fim de nortear políticas públicas energéticas e ter-se uma base sólida para a implementação de uma gestão da energia sustentável, o uso dos recursos públicos nos municípios deve transparecer o consumo de energia elétrica. Assim, o presente artigo apresenta a proposição de uma metodologia de análise das contas públicas e a criação de indicadores de desempenho econômico relacionados com os gastos em energia elétrica nos municípios.

2. METODOLOGIA

Para encontrar dados basais, verificou-se o gasto dos energéticos nas administrações públicas municipais. Observou-se que os dados relacionados à energia elétrica se encontram à disposição, no entanto, o contrário acontece para dados dos demais energéticos. Assim, como proposição inicial, se apresenta a obtenção, preparação e análise de gastos com a energia elétrica. A metodologia utilizada pode ser aplicada para todos os municípios do Rio Grande do Sul, para qualquer ano a partir de 1999.

2.1 Gastos com energia elétrica e número de habitantes

O Controle Social na administração pública é uma forma de fiscalização e controle, por parte da própria sociedade, sobre as ações do Estado, através da prestação de contas sobre o uso dos recursos públicos. Os tribunais de contas dos estados são responsáveis pela fiscalização do recurso público dos estados e municípios, em complemento à atividade fiscalizadora do Poder Legislativo

(Assembleia Legislativa e Câmaras de Vereadores). As entradas, saídas e macroprocessos de um tribunal contemplam as despesas e receitas de um município, incluindo os gastos com energia elétrica (Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul).

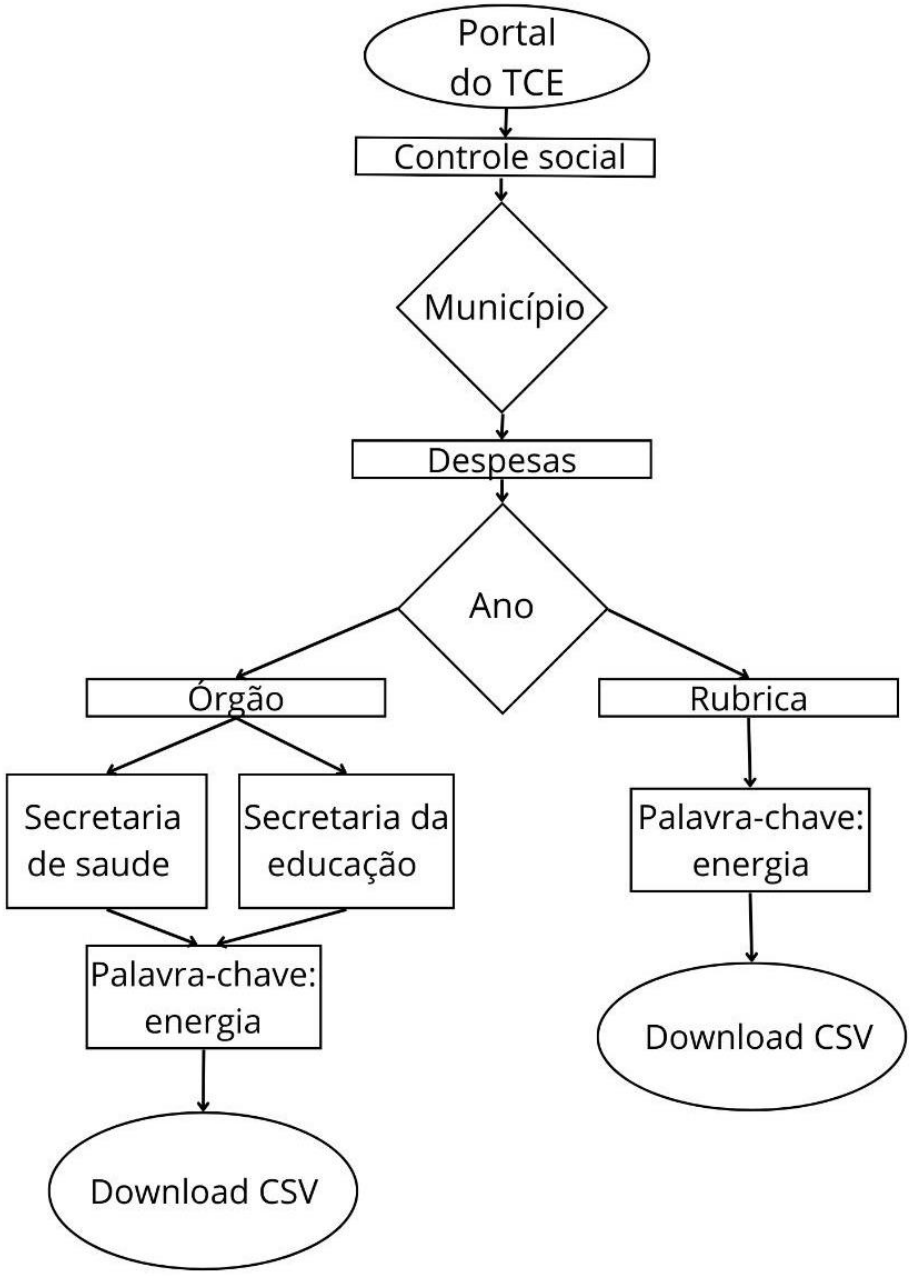
Dentro das Despesas, os valores são atribuídos em três categorias: empenhado, liquidado e pago. Valores empenhados são aqueles cujo Órgão Público aloca, geralmente com referências de valores históricos, através do Plano Plurianual para cada gestão. Liquidação é o segundo estágio da despesa orçamentária, quando se executa o objeto do empenho, no caso da energia elétrica, quando ela foi de fato consumida. Valores pagos são o último estágio, quando há a emissão do cheque ou ordem bancária em favor do credor.

Através do portal do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), adquiriu-se, as Estimativas da População dos municípios para o ano analisado, o qual possui como data de referência 1° de julho de 2020. As estimativas são calculadas aplicando-se o método denominado AiBi, que utiliza como base as populações obtidas nas Projeções da População, bem como o crescimento populacional de cada município para a última década, delineando pelas respectivas populações recenseadas nos dois últimos Censos Demográficos realizados.

2.2 Aquisição dos dados

A execução orçamentária é fiscalizada pelo TCE-RS em um número total de 1157 entidades da esfera municipal. As informações dos fiscalizados estão disponíveis, portanto, no Portal do TCE na área serviços, Controle Social, sendo que a sua consulta pode ser feita com a informação do nome do município.

Procedeu-se à coleta de dados dos 23 municípios que compõem o litoral norte gaúcho, em função dos serviços oferecidos: iluminação pública, educação e saúde. Estes foram escolhidos pois são um fator comum nas cidades analisadas. No Fluxograma 1 a seguir, encontra-se a sistematização do método empregado.



Fluxograma 1 – Metodologia de aquisição de dados

2.3 Preparação dos dados

Após a aquisição, verificou-se que a planilha continha informações dispensáveis para o objeto de pesquisa, sendo eles: número do empenho e data. Para a preparação e organização dos dados, foi utilizada a plataforma Jupyter Notebook para desenvolvimento de softwares na linguagem de programação

Python, com o objetivo de coletar apenas os dados de empenho e liquidação, referentes à energia elétrica das Secretarias de Educação e Saúde e da Iluminação Pública das cidades avaliadas. Foram desenvolvidos dois códigos disponíveis em formato IPython Notebook.

Para o primeiro código, foi utilizada a biblioteca Pandas para o tratamento dos dados referentes às Secretarias de Educação e Saúde dos 23 municípios. Os dados de cada secretaria foram analisados separadamente. Para cada conjunto de dados, foram coletadas todas as entradas que continham a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) como credora da despesa, visto que ela é a responsável pela distribuição de energia na região. Então, em um arquivo de dados, foram armazenados os registros de cada despesa, separando-os pelo nome do município, a secretaria analisada, a etapa de execução da despesa, e o valor destinado. Os dados coletados de ambas as secretarias, de todos os municípios, foram armazenados no mesmo arquivo.

Para o segundo código, também utilizando a biblioteca Pandas, foram analisados os registros de rubrica para serviços de energia elétrica de cada município. Primeiro, utilizando uma ferramenta de iteração do Pandas, pesquisou-se conjuntos de caracteres mencionando referências à iluminação pública na coluna “Histórico” de cada entrada. Então, cada linha dos dados cuja busca era válida era armazenada em um outro arquivo de dados com registros equivalentes ao nome do município, a etapa de execução da despesa, o histórico descrito e o valor destinado.

2.4 Indicadores

A partir da aquisição dos dados disponíveis, bem como a preparação, foi possível indicar quais critérios são relevantes e factíveis para avaliação do gasto com energia elétrica nos municípios. Indicadores de aspectos econômicos fazem parte de uma análise multicritério como a proposta por Wang et al (2009). Assim, na Tabela 1 abaixo, encontram-se a descrição e indicadores bem como um breve comentário sobre eles. Atribuindo IND_x como o indicador, em que x varia de 1 a 6, temos:

Tabela 1 - Indicadores

Descrição	Indicador	Comentário
Razão dos valores gastos com energia elétrica em relação ao orçamento do município	$IND_1 = \frac{V_{em}}{T}$	Esse indicador permite avaliar o quanto o valor gasto em energia elétrica é representativo no orçamento geral dos municípios
Razão dos valores gastos com energia elétrica em relação ao número de habitantes do município	$IND_2 = \frac{V_{em}}{hab}$	Esse indicador permite verificar o valor gasto em energia elétrica nos municípios em relação ao número de habitantes deles
Razão do número de habitantes do município em relação aos valores gastos com energia elétrica	$IND_3 = \frac{hab}{V_{em}}$	Esse indicador é a razão inversa do indicador anterior IND_2
Razão dos valores gastos com energia elétrica nas secretarias em relação ao orçamento total das secretarias	$IND_4 = \frac{V_{es_y}}{T_s}$	Esse indicador permite avaliar o quanto o valor gasto em energia elétrica na secretaria y (exemplo secretaria de educação), é representativo no orçamento geral da referida secretaria
Razão dos valores gastos com energia elétrica nas secretarias em relação aos valores gastos em energia elétrica no município	$IND_5 = \frac{V_{es_y}}{V_{em}}$	Esse indicador permite avaliar o quanto o valor gasto em energia elétrica na secretaria y (por exemplo secretaria de saúde), é representativo no orçamento geral dos municípios
Razão dos valores gastos em energia elétrica na iluminação pública em relação aos valores gastos em energia elétrica no município	$IND_6 = \frac{V_{ei}}{V_{em}}$	Esse indicador permite avaliar o quanto o valor gasto em energia elétrica na iluminação pública é representativo nos valores totais gastos com energia elétrica nos municípios

Sendo:

V_{em} : *total do valor gasto em energia elétrica no município no ano de estudo*

T : *orçamento total do município no ano de estudo*

hab : *número de habitantes do município no ano de estudo*

V_{es} : *total do valor gasto em energia elétrica nas secretarias no ano de estudo*

T_s : *orçamento total das secretarias no ano de estudo*

V_{ei} : *total do valor gasto em energia elétrica com iluminação nos municípios no ano de estudo*

3. RESULTADOS E ANÁLISES

O escopo para análise da metodologia foram os 23 municípios que compõem a região macroeconômica do litoral norte gaúcho, no ano de 2020. Essa região foi escolhida devido a possibilidade de comparações entre os municípios, visto que de forma geral, eles possuem características socioeconômicas semelhantes. Salienta-se que esse período de análise compreende o último ano do mandato da gestão municipal, e também está inserido em um atípico contexto sanitário, visto a vigência da pandemia.

A região estudada possui uma distribuição de população por município com valor máximo em 54.051 habitantes, o mínimo em 2.397, e a média em 17.475, sendo o desvio padrão de 62%. Um município da amostra no ano escolhido não apresentou nenhum gasto na rubrica energia elétrica, sendo desconsiderado do estudo.

No que concerne ao IND_1 para valores empenhados, encontra-se a média de 1,8% e o máximo de 4,8%. Já em relação ao IND_2, os valores liquidados variam de menos de R$8 por habitante a mais de R$180 por habitante, como demonstra a Figura 1 abaixo. Para quantias empenhadas, liquidadas e pagas, os valores médios e de desvio padrão, respectivamente, são de R$92/hab., R$91/hab. e R$88/hab. e de R$ 45/hab., R$ 45/hab. e R$ 44/hab.. Nesse sentido, observando esse alto índice de desvio padrão encontrado, constata-se que há uma enorme discrepância para o valor gasto por habitante entre as prefeituras estudadas, cabendo um estudo mais aprofundado para

analisar se os de menor valor para o indicador realizam efetivamente a gestão da energia elétrica ou se não alocam adequadamente seus gastos.

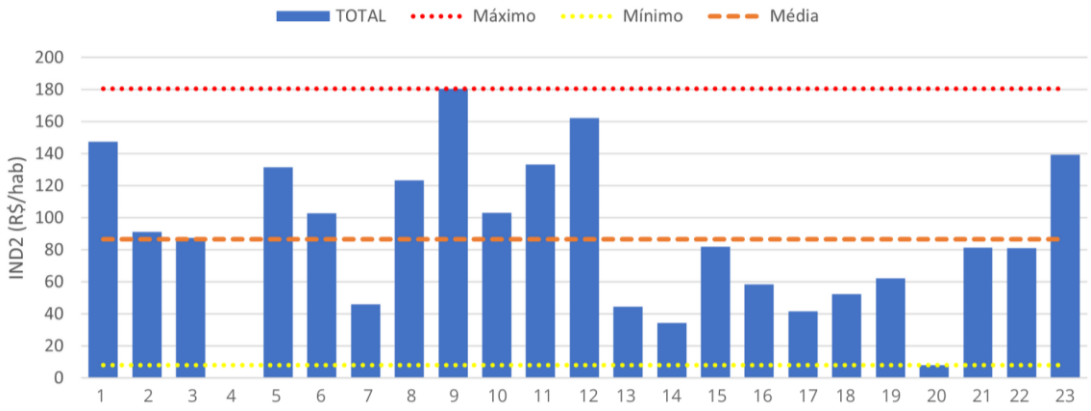


Figura 1 – IND_2 para valores liquidados

Através da análise de dados das secretarias de saúde e educação, nota-se que somente 8 municípios possuem dados liquidados em energia elétrica, o restante apresenta somente valores empenhados. Considerando o cenário atípico de pandemia, os percentuais de valores liquidados para a educação e saúde são similares, em torno de 0,5%, fato a ser estudado com maior profundidade visto que as escolas estavam fechadas enquanto a secretaria de saúde teve suas demandas acrescidas.

Por fim, 17 municípios do total de 23 apresentaram alguma referência em relação à valores gastos em iluminação pública. Dos valores válidos, o percentual de valor empenhado em iluminação pública frente ao total da rubrica de energia elétrica varia de 5,4% à 88%, com média de 59,4%. Desse universo de 17 municípios, somente 9 tiveram parcelas liquidadas com percentual de valor liquidado em iluminação frente ao total liquidado em energia elétrica variando de 1,5% a 84,7%, como demonstra a Figura 2 a seguir.

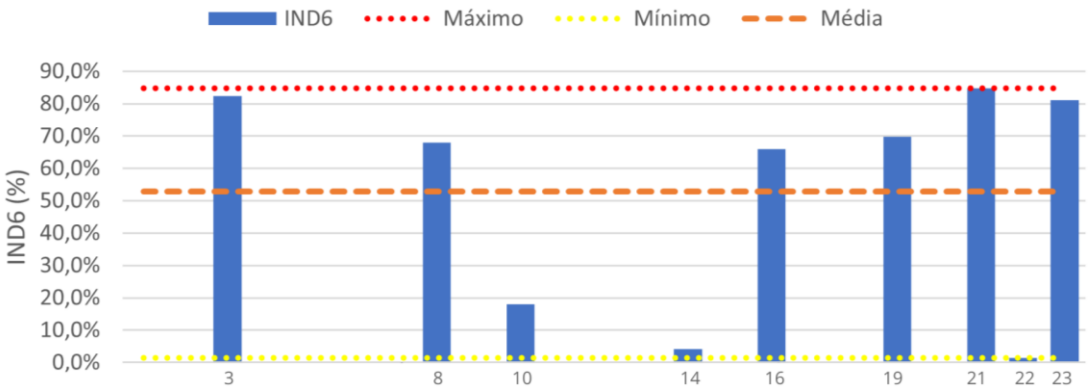


Figura 2 – IND_6 para valores liquidados

4. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Pela análise do ano de 2020, conclui-se que as administrações públicas dos 23 municípios não realizaram de forma auditável e coerente, a gestão de energia elétrica. O alto número de dados faltantes e a discrepância nas alocações sinalizam os desafios para a implementação de políticas energéticas nos municípios. A aplicação da metodologia e apresentação dos indicadores comprovou a contribuição do presente trabalho. A metodologia de coleta e preparação de dados dos gastos com energia elétrica dos municípios gaúchos, bem como o desenvolvimento de indicadores de desempenho específicos, mensuráveis é de amplo acesso e pode ser utilizada para melhores práticas na gestão da energia na administração pública.

Como trabalho futuro, a partir da metodologia apresentada, sugere-se uma exploração qualitativa em cada município estudado, para verificar quais são os critérios de alocação usados e outras questões relacionadas à gestão, e a posteriori compará-los identificando padrões. Além disso, esse método proposto também pode ser utilizado para levantar séries históricas para uma avaliação quantitativa adicional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR ISO 50001:2018 – Sistemas de gestão da energia – Requisitos com orientações para uso

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL. Disponível em: <https://www.transparencia.al.ms.gov.br/pages/index.php/content/o-que-e-empenhado-liquidado-e-pago-na-execucao-orcamentaria>. Acesso em 03 jun. 2022

IPCC, 2021: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, In press, doi:10.1017/9781009157896.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. District Energy in Cities: Unlocking the Potential of Energy Efficiency and Renewable Energy. 2015. Disponível em: <https://www.unep.org/resources/report/district-energy-cities-unlocking-potential-energy-efficiency-and-renewable-energy>. Acesso em: 08 nov. 2021.

WANG et al - Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009; 13: 2263-2278

INFLUÊNCIA DA TRANSFERÊNCIA DE CALOR LONGITUDINAL SOBRE O DESEMPENHO DE UM TROCADOR DE CALOR CERÂMICO

Deiglys Borges Monteiro

Universidade Nove de Julho

RESUMO

Em ciclos a gás, o desempenho das turbinas em termos de sua eficiência está diretamente associado à temperatura dos gases produtos de combustão provenientes da câmara de combustão em sua entrada. A utilização de um trocador de calor com a função de regenerador é interessante pois permite aumentar a temperatura dos gases na entrada da turbina, e elevar desta maneira elevar sua eficiência. Contudo, a operação eficiente das turbinas tem exigido temperaturas substancialmente mais elevadas, em níveis que não são suportados por trocadores de calor metálicos quando utilizados como materiais comuns para sua construção, como é o caso de muitas ligas de aços inoxidáveis. Como alternativa, os trocadores de calor metálicos podem ser fabricados com ligas metálicas nobres, muitas delas sendo ligas de Níquel. No entanto, o custo de muitas destas ligas nobres é demasiadamente elevado, especialmente em aplicações envolvendo micro e minigeração onde não há margem para acomodar o custo adicional devido ao uso destas ligas. Para superar tais problemas, tem-se proposto como alternativa a utilização de materiais cerâmicos, uma vez que estes materiais são resistentes a ambientes com elevadas temperaturas e corrosivos mesmo durante operações prolongadas. Dentre os materiais cerâmicos de interesse, cabe destacar o SiC (Carbeto de Silício) e o Al_2O_3 (Alumina) dadas suas propriedades termo físicas, o que os tornam adequados para operação em temperaturas elevadas. Apesar das vantagens citadas, o uso de materiais cerâmicos em trocadores de calor requer cuidados, uma vez que os mesmos são bons isolantes térmicos e apresentam comportamento intrinsicamente frágil. Deste modo, é necessário um projeto geométrico específico, com paredes espessas, bem como a consideração de

fenômenos de pouca relevância para os trocadores de calor metálicos como a condução longitudinal de calor. Em geral, assume-se que os trocadores de calor apresentam condução apenas ao longo de sua área de seção transversal, sendo isto uma boa aproximação quando se utiliza materiais com condutividade térmica elevada e espessura de parede pequena dado que na direção transversal ao escoamento dos fluidos o gradiente de temperatura e o fluxo de calor são muito maiores do que na direção longitudinal e paralela à direção do escoamento dos fluidos. No entanto, uma vez que as espessuras das paredes são muito maiores e a condutividade térmica é muito menor nos trocadores de calor com materiais cerâmicos, é necessária a verificação da validade da suposição de que a condução de calor longitudinal pode ser desprezada e se há influência significativa sobre a efetividade do componente. O presente trabalho visa avaliar a validade desta suposição por meio de simulações numéricas em CFD. Será utilizado como estudo de caso um trocador de calor do placa-aleta utilizando cerâmica de Alumina. O trocador de calor possui paredes e aletas espessas. Considerou-se que o trocador de calor opera em contracorrente para um número de Reynolds pré-definido. Os resultados iniciais são apresentados na forma do gradiente de temperatura e indicam que a condução de calor longitudinal pode ser significativa, exigindo sua consideração sobre o valor da efetividade e sobre o fator de transferência de calor j de Colburn. Tendo em vista estes resultados, novos trabalhos serão realizados para quantificar a influência que a condução longitudinal tem sobre estes dois parâmetros, permitindo avaliar se o material escolhido e geometria considerada são adequadas ou se alterações são requeridas visando reduzir a importância do fenômeno tendo em vista possível utilização do trocador de calor como regenerador em turbinas a gás para micro e minigeração de energia.

Palavras-chave: Condução longitudinal; Trocadores de calor; Cerâmicos; Efetividade.

1. INTRODUÇÃO

A operação de ciclos termodinâmicos em temperaturas elevadas permite elevar sua eficiência termodinâmica. Em ciclos com turbinas a gás, o regenerador desempenha papel fundamental, permitindo recuperar parte da energia térmica contida nos gases de escapamento da turbina, resultando em um aumento substancial da eficiência da unidade geradora. Contudo, a elevação da temperatura acima dos patamares utilizados tem se mostrado desafiadora e exigido novas soluções (BAYANIAHANGAR *et al*, 2022; DU *et al*, 2022; HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; ÇENGEL e BOLES, 2015; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007; MORAN *et al*, 2003).

Em geral os trocadores de calor utilizados são construídos com materiais metálicos devido às suas boas propriedades térmicas e mecânicas tais como elevada condutividade térmica, boa resistência mecânica e rigidez, boa conformabilidade e possibilidade de serem utilizados em uma grande variedade de geometrias e tipos construtivos. A despeito disto, os materiais metálicos quando expostos a substâncias corrosivas, especialmente em temperaturas elevadas, apresentam problemas relacionados à corrosão e vida útil reduzida além de eventual perda de propriedades mecânicas (HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010).

Para superar tais desafios, tem sido proposto a utilização de materiais cerâmicos, como o SiC e a Al_2O_3, que apresentam boas propriedades mecânicas além de boa resistência à corrosão. Não obstante, estas e outras cerâmicas técnicas apresentam ainda condutividade térmica razoável, tornando seu uso possível e interessante para a construção de trocadores de calor e operação em temperaturas elevadas e ambientes com potencial corrosivo. Especialmente em aplicações envolvendo micro e mini geração, a utilização de trocadores de calor cerâmicos (TCCs) revela-se essencial para que se possa elevar a eficiência

termodinâmica do ciclo visto que as temperaturas de operação excedem substancialmente os limites dos materiais metálicos, mesmo quando do uso de superligas como INCONEL e Hastelloy (HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; NAGARAJAN *et al*, 2014; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003).

A teoria dos trocadores de calor considera que a transferência de calor ocorre apenas na direção normal à superfície por onde escoam os fluidos em seu interior. Contudo, a validade desta condição requer que as espessuras das aletas e paredes do trocador de calor sejam pequenas o bastante para não impor uma resistência térmica elevada à transferência de calor. Neste sentido também, requer que que o material tenha elevada condutividade térmica, como é o caso dos materiais metálicos (ÇENGEL e GHAJAR, 2020; MONTEIRO e MELLO, 2012; BERGMAN *et al*, 2011; MONTEIRO, D.B., 2010).

Ao contrário, os materiais cerâmicos possuem condutividade térmica significativamente menor. Além disto dadas as características físicas destes materiais e as limitações dos processos de manufatura tradicionais, não é possível se obter aletas e paredes com espessura reduzida, na mesma ordem de grandeza como ocorre com os materiais metálicos. Tais características alteram as condições de transferência de calor, afetando o desempenho do trocador de calor. Não obstante, tais mudanças podem incrementar a transferência de calor longitudinal de forma que ela não seja desprezível como usualmente considerado. Desta forma, a avaliação da importância desta transferência de calor longitudinal em TCCs é importante para quantificação de seu efeito sobre o desempenho do componente (BAYANIAHANGAR *et al*, 2022; DU *et al*, 2022; HAUNSTETTER *et al*, 2019; MELLO et al, 2017; ZHUANG e ZHU, 2017; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; HEIMANN, 2010; MONTEIRO, D.B., 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007; BARRY e GRANT, 2007; BARSOUM, 2003; GUPTA e ATREY, 2000; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1999; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1998; BAHNKE e HOWARD, 1964).

A transferência de calor longitudinal é reconhecida como sendo um fenômeno deletério e que reduz a efetividade do trocador de calor. No caso de trocadores de calor com elevada efetividade (e altos valores de NTU – Number of Transfer Units) isto se mostra ainda mais importante. Contudo, dadas as características dos materiais cerâmicos em termos de sua menor condutividade térmica, em geral, não se alcançam efetividades tão elevadas quanto às possíveis quando da utilização de materiais metálicos (por vezes sendo superior à 95%). Neste sentido, uma investigação sobre o fenômeno se faz necessária de modo que se possa verificar a acurácia das correlações para TCCs desenvolvidas e encontradas na literatura (RAJU e NANDI, 2017; MA *et al*, 2015; ZHU *et al*, 2015; DOO *et al*, 2012; CIOFALO, 2007; GUPTA e ATREY, 2000; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1999; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1998; BAHNKE e HOWARD, 1964).

Apenas recentemente correlações específicas para TCCs foram desenvolvidas. Usualmente tais correlações são apresentadas na forma dos coeficientes de transferência de calor “j” e de perda de carga “f”. A avaliação da influência que a transferência de calor longitudinal possui sobre o desempenho dos TCCs deve levar em conta estas correlações além de outras que permitam correlacionar fenômenos com sua efetividade (MELLO et al, 2017; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010).

De forma análoga, embora seja um fenômeno cuja importância seja reconhecida desde meados da década de 1960, apenas mais recentemente houve interesse em se desenvolver correlações para quantificar os efeitos do fenômeno, em muitos casos relacionada apenas à aplicações criogênicas. Desta forma, há uma lacuna importante a ser preenchida envolvendo aplicações com trocadores de calor cerâmicos em aplicações envolvendo temperaturas da ordem de grandeza encontrada em regeneradores de turbinas a gás (RAJU e NANDI, 2017; MA *et al*, 2015; ZHU *et al*, 2015; DOO *et al*, 2012; CIOFALO, 2007; GUPTA e ATREY, 2000; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1999; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1998; BAHNKE e HOWARD, 1964).

O presente trabalho é parte de uma pesquisa em que se objetiva avaliar o desempenho de TCCs e obter novas correlações que levem em conta o fenômeno da transferência de calor longitudinal. Neste trabalho serão apresentados resultados iniciais obtidos para um TCC com geometria do tipo placa-aleta com número de Reynolds definido. Os resultados inicialmente obtidos são apresentados de forma qualitativa. Uma avaliação qualitativa é apresentada ao final deste trabalho acerca da validade da hipótese da condutividade térmica longitudinal ser desprezível para a geometria considerada.

2. METODOLOGIA

Será considerada como objeto de avaliação deste trabalho uma geometria de trocador de calor do tipo placa-aleta, inicialmente utilizando alumina como material cerâmico para a qual existem correlações previamente desenvolvidas para os coeficientes de transferência de calor e perda de carga “j” e “f”, respectivamente (MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010).

A partir destes resultados iniciais será avaliada a influência que a transferência de calor longitudinal possui sobre o desempenho desta geometria de TCC conforme equações propostas na literatura e que se baseiam essencialmente nas efetividades máxima e real da geometria. Este valor será comparado inicialmente com os resultados encontrados pelos autores considerando trocadores de calor metálicos, permitindo concluir se há alguma influência desta transferência de calor ou não. Novas correlações para os fatores “j” e “f” serão apresentadas levando em conta este fenômeno e um comparativo com os valores iniciais para toda faixa disponível será realizado (RAJU e NANDI, 2017; MA *et al*, 2015; ZHU *et al*, 2015; DOO *et al*, 2012; MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO e MELLO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010; CIOFALO, 2007; GUPTA e ATREY, 2000; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1999; NARAYANAN e VENKATARATHNAM, 1998; BAHNKE e HOWARD, 1964).

A Figura 1 (MONTEIRO, 2010) apresenta qualitativamente os resultados iniciais que serão utilizados na avaliação proposta neste trabalho. Com base

nesta distribuição de temperatura, será determinado se TCC sofre alguma influência importante da transferência de calor longitudinal e se as correlações apresentadas para os fatores “j” e “f” são representativas ou devem ser corrigidas para levar em conta o fenômeno.

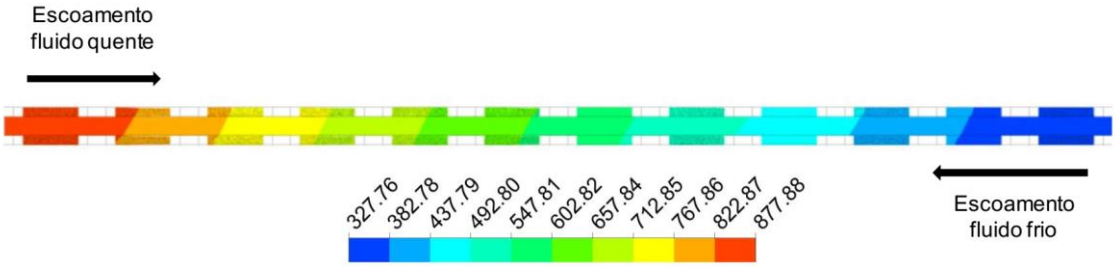


Figura 1 – Distribuição temperatura longitudinal em um TCC utilizando alumina

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como é possível observar na Figura 1, para as condições de temperatura e vazões mássicas dos fluidos quente e frio simuladas por MONTEIRO (2010), com número de Reynolds igual a 1000, o TCC em alumina apresenta uma diferença de temperatura importante, de aproximadamente 550°C. Contudo, uma vez que as paredes do TCC são espessas e levando-se em conta que a alumina apresenta condutividade térmica apenas razoável, tal diferença implica em uma capacidade térmica elevada e uma difusividade térmica baixa. Desta forma, é possível que a influência da condução de calor longitudinal seja pequena. Assim, a continuidade deste trabalho é importante para elucidar esta questão e permitirá, caso necessário, propor melhorias na geometria ou apontar outros materiais cerâmicos que apresentem melhor desempenho neste quesito em relação à alumina.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAHNKE, G.D.; HOWARD, C.P. “The effect of longitudinal heat conduction on periodic-flow heat exchanger performance”, 1964.

BARRY, C.C.; GRANT, N.M. “Ceramics materials: Science and Engineering”, 2007.

BARSOUM, M.W. “Fundamentals of Ceramics”, 2003.

BAYANIAHANGAR, R.; OKOH, I.; NAWAZ, K.; CESARANO, J.; BIGHAM, S. “Toward extreme high-temperature supercritical CO2 power cycles: Leakage characterization of ceramic 3D-printed heat exchangers”, 2022.

BERGMAN, T.L.; LAVINE, A.S.; INCROPERA, F.P.; DEWITT, D.P. “Fundamentals of heat and mass transfer, 7th edition”, 2011

ÇENGEL, Y.A.; GHAJAR, A.J. “Heat and Mass Transfer: Fundamentals and Applications, 6th edition”, 2020.

ÇENGEL, Y.A.; BOLES, M.A. “Thermodynamics, 8th edition”, 2015.

CIOFALO, M. “Local effects of longitudinal heat conduction in plate heat exchangers”, 2007.

DOO, J.H.; HA, MIN, J.K.; STIEGER, R.; ROLT, A.; SON, C. “Theoretical prediction of longitudinal heat conduction effect in cross-corrugated heat exchanger”, 2012.

DU, W.; YU, W.; FRANCE, D.M.; SINGH, M.; SINGH, D. “Additive manufacturing and testing of a ceramic heat exchanger for high-temperature and high-pressure applications for concentrating solar power”, 2022.

FISCHEDICK, J.S.; DREIβIGACKER, V.; TAMME, R. “An innovative ceramic high temperature plate-fin heat exchanger for EFCC processes”, 2007.

GUPTA, P.; ATREY, M.D. “Performance evaluation of counter flow heat exchangers considering the effect of heat in leak and longitudinal conduction for low-temperature applications”, 2000.

HAUNSTETTER, J.; DREIβIGACKER, V.; ZUNFT, S. “Ceramic high temperature plate fin heat exchanger: Experimental investigation under high temperatures and pressures”, 2019.

HEIMANN, R.B. “Classic and Advanced Ceramics”, 2010.

MA, T.; ZHANG, J.; BORJIGIN, S.; CHEN, Y.T.; WANG, Q.W.; ZENG, M. “Numerical study on small-scale longitudinal heat conduction in cross-wavy primary surface heat exchanger”, 2015.

MELLO, P.E.B.; VILLANUEVA, H.H.S.; SCUOTTO, S.; DONATO, G.H.B.; ORTEGA, F.S. “Heat transfer, pressure drop and structural analysis of a finned plate ceramic heat exchanger”, 2017.

MELLO, P.E.B.; MONTEIRO, D.B. “Thermodynamic study of an EFGT (externally fired gas turbine) cycle with one detailed model for the ceramic heat exchanger”, 2012.

MONTEIRO, D.B.; MELLO, P.E.B. “Thermal performance and pressure drop in a ceramic heat exchanger evaluated using CFD simulations”, 2012.

MONTEIRO, D.B. “Trocadores de calor cerâmicos para aplicações envolvendo altas temperaturas: um estudo numérico através de simulação com dinâmica dos fluidos computacional”, 2010.

MORAN, M.J.; SHAPIRO, H.N.; MUNSON, B.R.; DEWITT, D.P. “Introduction to Thermal Systems Engineering: Thermodynamics, Fluid Mechanics, and Heat Transfer – 1st edition”, 2003.

NAGARAJAN, V.; CHEN, Y.; WANG, Q.; MA, T. “Hydraulic and thermal performances of a novel configuration of high temperature ceramic plate-fin heat exchanger”, 2014.

NARAYANAN, S.P.; VENKATARATHNAM, G. “Performance of a counterflow heat exchanger with heat loss through the wall at the cold end”, 1999.

NARAYANAN, S.P.; VENKATARATHNAM, G. “Performance degradation due to longitudinal heat conduction in very high NTU counterflow heat exchangers”, 1998.

RAJU, L.R.; NANDI, T.K. “Effective NTU of a counterflow heat exchanger with unbalanced flow and longitudinal heat conduction through fluid separating and outer walls”, 2017.

SOMMERS, A.; WANG, Q.; HAN, X.; T’JOEN, C.; PARK, Y.; JACOBI, A. “Ceramics and ceramic matrix composites for heat exchangers in advanced thermal systems - A review”, 2010.

ZHU, W.; XIE, X.; YANG, H.; LI, L.; GONG, L. “Analytical study on multi-stream heat exchanger include longitudinal heat conduction and parasitic heat loads”, 2015.

ZHUANG, M.; ZHU, Z. “Influence of heat in-leak, longitudinal conduction and property variations on the performance of cryogenic plate-fin heat exchangers based on distributed parameter model”, 2017.

INFLUÊNCIA DAS PERDAS POR ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM OPERAÇÃO NO SUL DO BRASIL

André Possamai Rosso[1]; Geóvio Kroth[2]; Giuliano Arns Rampinelli[3]; Lirio Schaeffer[1]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Sul; [2]Instituto Federal de Santa Catarina; [3]Universidade Federal de Santa Catarina

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) podem ser constituídos por muitos módulos fotovoltaicos conectados em série e paralelo. Esses módulos podem formar strings e grandes arranjos fotovoltaicos. Em sistemas fotovoltaicos que usam a tecnologia de inversor central os módulos estão conectados a um inversor que possui uma fonte de conversão CC-CC e que executa o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) e, em seguida, conectando a energia na rede elétrica através de uma conversão CC-AC. Os sistemas fotovoltaicos com inversor central não extraem a potência máxima que os módulos fotovoltaicos podem fornecer, devido algumas razões, como por exemplo: o ponto de máxima potência de todo o arranjo não é o mesmo ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos individuais em caso de algum sombreamento parcial, sujeiras, perdas nos cabos de distribuição CC e incompatibilidades dos módulos (*mismatch*) que o levam a perdas de energia e potência. As perdas do sistema por *mismatch* são intrínsecas à operação normal de arranjos fotovoltaicos. Elas ocorrem quando a radiação solar é parcialmente bloqueada ou restrições de ventilação causam dissipação irregular de calor. As perdas por *mismatch* também estão relacionadas à ocorrência de falhas que afetam alguns módulos fotovoltaicos pontualmente, mas restringem a potência de saída de todo o arranjo. A compreensão das causas e efeitos da incompatibilidade é fundamental para a melhoria do projeto e operação de sistemas fotovoltaicos. Além disso, a capacidade de identificar efeitos de incompatibilidade em matrizes é especialmente relevante para o estudo de

detecção e diagnóstico de falhas. O monitoramento e análise de sistemas fotovoltaicos é importante para verificação de desempenho e de confiabilidade da tecnologia. Os índices de mérito são relacionados à eficiência do sistema, produtividade, perdas do sistema e a energia elétrica produzida. Este artigo apresenta um estudo de perdas por *mismatch* utilizando os índices de produtividade (YF) e taxa de desempenho (PR) de dois subsistemas (Sub 3 e Sub 5) de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) instalado no Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) em Criciúma/SC. O horizonte de análise está compreendido entre 2018 e 2020. Os módulos dos subsistemas Sub 3 e Sub 5 apresentam os mesmos ângulos de inclinação e de azimute e ambos possuem um FDI de 1,12. Ambos os Sub 3 e Sub 5 apresentaram máximas e mínimas no índice de desempenho mensal (YF) para o ano de 2019. O Sub 3 apresentou um valor máximo de 172,57 kWh/kWp.mês. O valor máximo do Sub 5 também foi para o ano de 2019, com um valor de 171,92 kWh/kWp.mês. O valor mínimo foi de 57,99 kWh/kWp.mês para o Sub 5. O valor mínimo para o Sub 3 foi de 58,92 kWh/kWp.mês.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Índices de mérito; Perdas por *mismacth*.

ABSTRACT

Grid-connected photovoltaic systems (SFCR) can consist of many photovoltaic modules connected in series and parallel. These modules can form strings and large PV arrays. In photovoltaic systems that use central inverter technology, the modules are connected to an inverter that has a DC-DC conversion source and that performs maximum power point tracking (MPPT) and then connecting the power to the electrical grid through a DC-AC conversion. PV systems with a central inverter do not extract the maximum power that the PV modules can supply, due to a number of reasons, such as: the maximum power point of the entire array is not the same as the maximum power point for the individual PV modules in from some partial shading, dirt, losses in the dc distribution cables and module incompatibilities (mismatch) that lead to energy and power losses.

System losses due to mismatch are intrinsic to the normal operation of photovoltaic arrays. They occur when solar radiation is partially blocked or ventilation restrictions cause uneven heat dissipation. Mismatch losses are also related to the occurrence of faults that affect some PV modules punctually, but restrict the output power of the entire array. Understanding the causes and effects of incompatibility is critical to improving the design and operation of photovoltaic systems. Furthermore, the ability to identify mismatch effects in matrices is especially relevant for the study of fault detection and diagnosis. The monitoring and analysis of photovoltaic systems is important to verify the performance and reliability of the technology. Merit indices are related to system efficiency, productivity, system losses and electrical energy produced. This article presents a study of mismatch losses using productivity indices (YF) and performance rate (PR) of two subsystems (Sub 3 and Sub 5) of a grid-connected photovoltaic system (SFCR) installed at Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) in Criciúma/SC. The analysis horizon is between 2018 and 2020. The Sub 3 and Sub 5 subsystem modules have the same tilt and azimuth angles and both have an FDI of 1.12. Both Sub 3 and Sub 5 presented highs and lows in the monthly performance index (YF) for the year 2019. Sub 3 presented a maximum value of 172.57 kWh/kWp.month. The maximum value of the Sub 5 was also for the year 2019, with a value of 171.92 kWh/kWp.month. The minimum value was 57.99 kWh/kWp.month for Sub 5. The minimum value for Sub 3 was 58.92 kWh/kWp.month.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy; Merit indices; Mismatch losses.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica é uma forma intermitente de produzir eletricidade e seu desempenho é afetado por vários fatores que devem ser considerados, incluindo a disponibilidade da radiação solar e sua distribuição espectral, a tecnologia do módulo fotovoltaico, a temperatura de operação do módulo, as perdas por incompatibilidade devido as curvas I–V não idênticas (corrente-tensão), e os efeitos de longo prazo, como sujeira e degradação dos

módulos (GASPARIN, et al., 2016). A incompatibilidade dos módulos que ocorrem em arranjos fotovoltaicos, diminuiu nos últimos anos. Os fabricantes de módulos fotovoltaicos melhoraram os produtos reduzindo a tolerância de perda de energia de ±10% para ±3% ou menos (SPERTINO e AKILIMALI, 2009).

Os sistemas fotovoltaicos com inversor central não extraem a potência máxima que os módulos fotovoltaicos podem fornecer, devido a algumas razões, como por exemplo: o ponto de máxima potência de todo o arranjo não é o mesmo ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos individuais em caso de algum sombreamento parcial, sujeiras, e incompatibilidades dos módulos. Estes fatores levam a perdas de energia e potência, perdas nos cabos de distribuição CC, entre outros (LORENTE, et al., 2014).

Este artigo apresenta uma análise dos índices de desempenho YF e PR de dois subsistemas que possuem a mesma configuração. Os subsistemas pertencem a um SFCR do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), Criciúma/SC. Os módulos dos subsistemas Sub 3 e Sub 5 estão instalados com o mesmo ângulo de inclinação (10°) e com um desvio azimutal de -9° N, além de possuírem o mesmo Fator de Dimensionamento de Inversor – FDI.

2. METODOLOGIA

Esta seção faz referência aos métodos de análises de índices de desempenho do sistema de geração fotovoltaica localizado no Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC na cidade de Criciúma – SC.

2.1 Os Sistemas de Geração

O sistema fotovoltaico do Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC é composto por 229 módulos fotovoltaicos de modelo CS6K do fabricante Canadian Solar com potência nominal individual de 320 Wp, e 5 inversores de modelo Symo 15.0-3-M do fabricante Fronius com potências nominais de 15 kW. A potência total do sistema é de 73,28 kWp. Os arranjos fotovoltaicos estão dispostos em três blocos do campus Criciúma – SC (latitude 28,40° S, longitude 49,19° W e 47 m acima do nível do mar).

As orientações dos módulos fotovoltaicos do sistema total são: norte, oeste e leste, conforme apresentado na Figura 1. Os módulos estão instalados no telhado das edificações e acompanham um ângulo de inclinação de 10° e um ângulo de desvio azimutal de -9° em relação ao norte para o Sub 1 e Sub 2. Os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos CS6K com potência nominal de 320 Wp estão apresentados na Tabela 1. As especificações dos inversores Symo 15.0-3-M estão apresentadas na Tabela 2. A distribuição das conexões dos módulos (*strings*) e da ligação com os inversores está apresentada na Tabela 3.

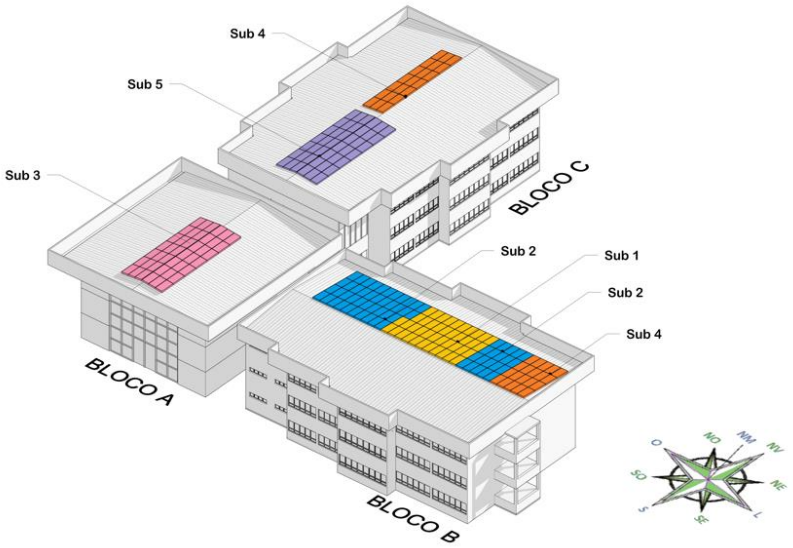


Figura 1 – Módulos fotovoltaicos no telhado dos 3 blocos do IFSC.

Tabela 1 – Parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico CS6K nas condições STC.

CANADIAN 320 W – STC	
P_M (W)	320
V_{OC} (V)	45,3
I_{CC} (A)	9,26
I_{MP} (A)	8,69
V_{MP} (V)	36,8
η (%)	16,68

Tabela 2 – Especificações dos inversores

Dados dos Inversores	
Potência nominal [kW]	15,0
Faixa de tensão de operação [V]	3-NPE 220/127
Corrente nominal [A]	41,6
Fator de potência	> 0.99 ind/cap
Eficiência máxima [%]	98,1
Frequência de operação [Hz]	60
Máxima tensão de saída [V]	270
Distorção harmônica total [%]	< 3
Grau de proteção	IP - 54
Topologia	*Transformeless*
Resfriamento	Ventilação forçada
Comunicação	Wi-fi
Fabricante/Modelo	*Fronius/SYMO*

Tabela 3 – Distribuição das strings nos inversores.

Inversores	**Módulos**	**Strings**	**Potência**	**FDI**
Inversor 1	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 2	62	2 x 21 + 1 x 20 módulos	19,84	0,76
Inversor 3	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 4	41	1 x 21 + 1 x 20 módulos	13,12	1,14
Inversor 5	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Total	229		73,28	1,02

Os parâmetros elétricos e energéticos do período de 2018 a 2020 foram compilados em tabelas do software Excel. Os dados apresentados nos relatórios são: correntes CA de saída de cada fase dos inversores trifásicos, corrente CC de entrada nos inversores, energia gerada para cada inversor, tensões CA de saída de cada fase dos inversores, tensão CC de entrada dos inversores, energia gerada para cada inversor, geração total de energia dos 5 subsistemas, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente e temperatura dos módulos fotovoltaicos. Os dados são integralizados a cada 5 minutos. Os dados de interesse são tratados e integrados em dados horários, considerando como

válidos os valores entre 06h e 20h para cada dia, sendo que a geração fotovoltaica se encontra dentro dessa faixa de horário. A partir desses novos dados foram encontrados os índices de desempenho do sistema de geração.

Os subsistemas analisados no trabalho foram somente os do inversor 3 e inversor 5. Os Sub 3 e Sub 5 estão localizados com a mesma orientação leste e oeste em relação ao azimute (Norte) e inclinação de 10°. Não existe diferenças entre o Sub 3 e o Sub 5, ambos os subsistemas possuem o mesmo fator de dimensionamento de inversor, FDI = 1,12.

2.2 Índices de Mérito de Desempenho

O desempenho dos subsistemas foi avaliado por meio dos seguintes índices de desempenho: Produtividade do Sistema (YF) e Performance Ratio (P_R). O índice de produtividade do sistema representa qual a produção em um período considerado, em kWh para cada kWp instalado. Este índice normaliza a energia produzida em relação ao tamanho do sistema; consequentemente, é uma maneira conveniente de comparar a energia produzida por sistemas fotovoltaicos de potências diferentes.

O índice de Performance Ratio (P_R) também é conhecido como taxa de desempenho e é representado pela real capacidade do sistema de converter a energia solar disponível no plano do gerador fotovoltaico em eletricidade. É a razão entre a energia gerada pelo sistema e a energia que esteve disponível no plano do sistema.

3. RESULTADOS

3.1 Índice de produtividade, *YF*

A Figura 2 apresenta os valores mensais do índice YF dos dois subsistemas e da irradiação solar para os anos de 2018, 2019 e 2020. Analisando a Figura 2, pode-se observar que os Sub 3 e Sub 5 apresentaram uma maior produtividade nos meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro e uma menor produtividade nos meses junho e julho. Outra análise que pode ser destacada é que o Sub 3 tem uma maior produtividade em praticamente todos

os meses no ano de 2018 quando comparado com a produtividade do Sub 5. No ano de 2019 e 2020 o Sub 3 obteve uma produtividade maior somente entre os meses de fevereiro e maio.

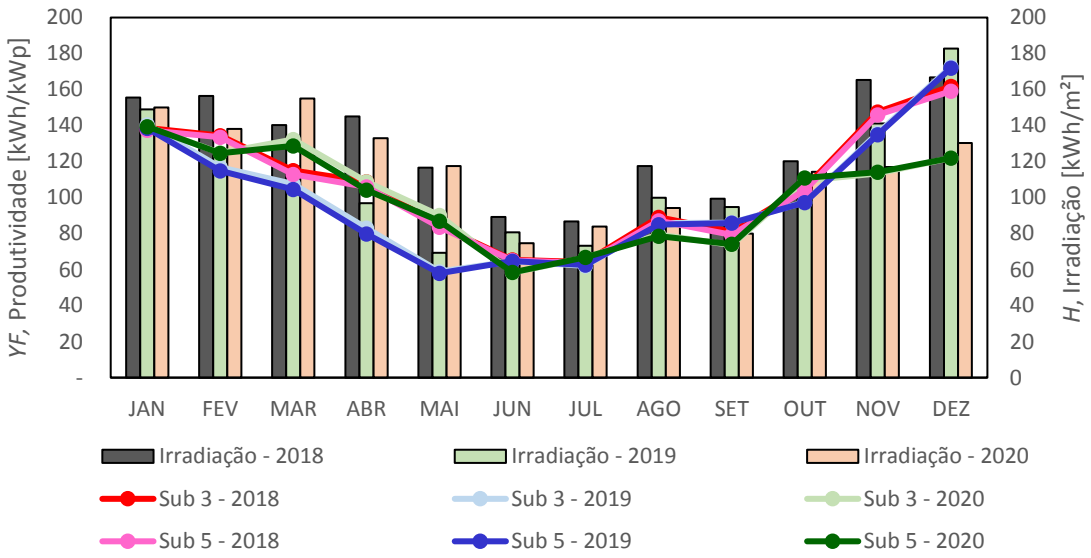


Figura 2 – Índice de Y_F com a irradiação dos Sub 3 e Sub 5 para os anos de 2018, 2019 e 2020.

Pode-se observar na Figura 2, que quando comparado o ano de 2019 com os anos de 2018 e 2020, os subsistemas apresentaram uma YF menor nos meses entre fevereiro e maio. Essa produtividade menor é devido a irradiação solar do ano de 2019, neste período, ter sido menor em comparação a irradiação solar verificada nos anos de 2018 e 2020.

Analisando a Figura 3, percebe-se que o Sub 3 e o Sub 5 estão com os valores mínimos e máximos próximos, quando comparado um com o outro em todos os anos. O Sub 3 apresentou uma maior variação diária anual do indicador de desempenho Y_F para os anos de 2018 e 2020, quando comparado com o Sub 5. Para o ano de 2019, o Sub 5 apresentou uma maior variação, comparado com o Sub 3. O ano de 2020 ambos os Subsistemas apresentaram uma menor variação diária anual de Y_F. Para o ano de 2020 o Sub 3 apresentou uma variação de 81,18 kWh/kWp e o Sub 5 uma variação de 81,02 kWh/kWp. A maior

variação diária anual foi no ano de 2019 para ambos os sistemas. O Sub 3 apresentou uma variação de 113,65 kWh/kWp enquanto o Sub 5 uma variação de 113,93 kWh/kWp.

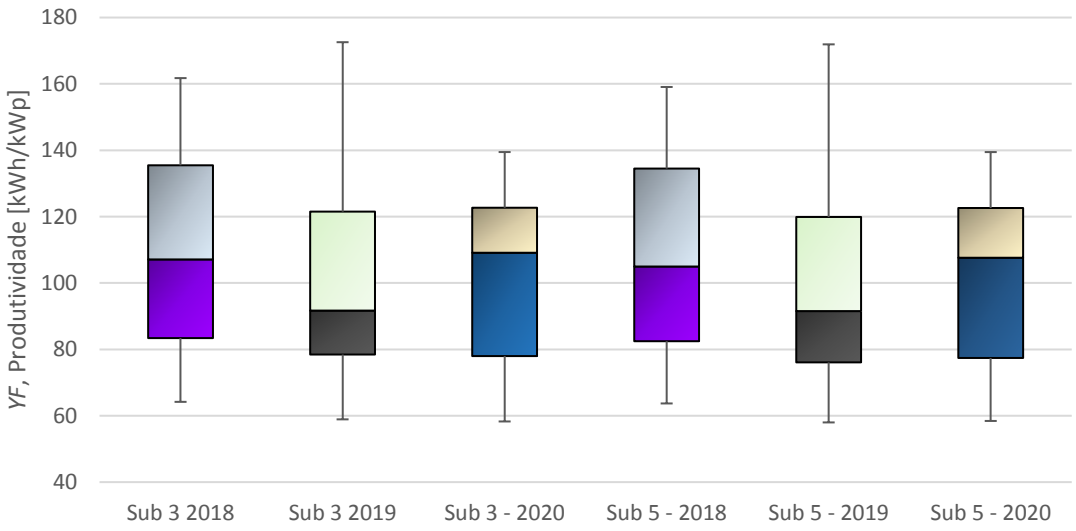


Figura 3 – Produtividade em base mensal para os dois Subsistemas no ano de 2018, 2019 e 2020.

O Sub 3 apresentou um valor máximo de 172,57 kWh/kWp para ano de 2019. O valor máximo do Sub 5 também foi para o ano de 2019, com um valor de 171,92 kWh/kWp. O valor mínimo foi de 57,99 kWh/kWp para o Sub 5 no ano de 2019. O valor mínimo para o Sub 3 foi de 58,92 kWh/kWp no ano de 2019.

A Tabela 4 e Tabela 5 apresentam os valores de irradiação solar, taxa de desempenho e produtividade para os Sub 3 e Sub 5 nos anos de 2018, 2019 e 2020. Para o ano de 2018, o Sub 3 apresentou uma PR média de 81,91 %, enquanto o Sub 5 de 80,78 %. No ano de 2019, o Sub 3 apresentou uma PR média de 89,80 %, enquanto o Sub 5 de 88,83 %. Para o ano de 2020, o Sub 3 apresentou uma PR média de 87,28 %, enquanto o Sub 5 de 86,73 %. Para os três anos analisados, o Sub 3 apresentou um desvio padrão de PR que variou de 5,21 % a 7,95 %. O Sub 5 apresentou uma variação de 5,29 % a 8,19 %.

Tabela 4 – Índices de desempenho mensal do Sub 3 para os anos de 2018, 2019 e 2020.

Sub 3									
	2018			2019			2020		
Meses	H (kWh/ m²)	YF (kWh/ kWp)	PR (%)	H (kWh/ m²)	YF (kWh/ kWp)	PR (%)	H (kWh/ m²)	YF (kWh/ kWp)	PR (%)
JAN	155,57	138,62	89,10	148,91	140,51	94,36	150,14	139,47	92,89
FEV	156,44	134,42	85,92	124,69	116,76	93,64	138,11	124,78	90,35
MAR	140,24	115,02	82,02	117,40	107,54	91,60	155,10	132,27	85,28
ABR	145,01	108,80	75,03	96,91	83,04	85,68	132,91	108,83	81,88
MAI	116,56	84,21	72,25	69,34	58,92	84,98	117,58	90,13	76,66
JUN	89,17	65,46	73,41	80,68	64,71	80,20	74,75	58,28	77,97
JUL	86,82	64,20	73,94	73,23	62,12	84,83	83,86	66,74	79,59
AGO	117,45	89,04	75,81	99,84	85,94	86,08	94,19	79,46	84,35
SET	99,47	80,99	81,43	94,83	86,05	90,74	79,94	73,59	92,06
OUT	120,19	105,42	87,71	102,67	97,34	94,80	114,34	109,42	95,70
NOV	165,28	147,59	89,30	141,08	135,82	96,27	116,99	113,43	96,95
DEZ	166,83	161,76	96,96	182,75	172,57	94,43	130,30	121,99	93,62
Total	1.559,03	1.295,53	-	1.332,35	1.211,32	-	1.388,21	1.218,39	-
$\bar{x}$	129,92	107,96	81,91	111,03	100,94	89,80	115,68	101,53	87,28
S	28,89	32,37	7,95	33,64	35,12	5,21	27,28	27,10	7,19

Tabela 5 – Índices de desempenho mensal do Sub 5 para os anos de 2018, 2019 e 2020.

Sub 5									
	2018			2019			2020		
Meses	H (kWh/ m²)	YF (kWh/ kWp)	PR (%)	H (kWh/ m²)	YF (kWh/ kWp)	PR (%)	H (kWh/ m²)	YF (kWh/ kWp)	PR (%)
JAN	155,57	137,51	88,39	148,91	138,57	93,06	150,14	139,46	92,89
FEV	156,44	133,49	85,33	124,69	114,89	92,14	138,11	124,66	90,26
MAR	140,24	112,83	80,46	117,40	104,58	89,09	155,10	128,75	83,01
ABR	145,01	105,93	73,05	96,91	79,89	82,44	132,91	104,23	78,42
MAI	116,56	83,50	71,63	69,34	57,99	83,64	117,58	87,01	74,00
JUN	89,17	65,12	73,03	80,68	64,70	80,19	74,75	58,44	78,18
JUL	86,82	63,71	73,38	73,23	62,57	85,44	83,86	66,81	79,66
AGO	117,45	87,06	74,13	99,84	84,91	85,05	94,19	78,51	83,35
SET	99,47	79,36	79,78	94,83	85,86	90,54	79,94	74,15	92,75
OUT	120,19	104,02	86,54	102,67	97,23	94,70	114,34	111,01	97,09
NOV	165,28	145,92	88,29	141,08	134,98	95,67	116,99	114,18	97,59
DEZ	166,83	159,08	95,35	182,75	171,92	94,08	130,30	121,92	93,57
Total	1.559,03	1.277,52	-	1.332,35	1.198,10	-	1.388,21	1.209,11	-
$\bar{x}$	129,92	106,46	80,78	111,03	99,84	88,83	115,68	100,76	86,73
S	28,89	31,96	7,88	33,64	34,87	5,29	27,28	26,85	8,19

Analisando a Tabela 4 e Tabela 5, pode-se observar que entre os três anos a YF anual para o Sub 3 está variando entre 1211,31 kWh/kWp até 1.295,53 kWh/kWp. Para o Sub 5, a YF anual variou entre 1.198,10 kWh/kWp até 1.277,52 kWh/kWp nos três anos analisado. De acordo com Pereira, 2017, pode-se observar no mapa de potencial de geração fotovoltaica que para o sul do estado de Santa Catarina o potencial de geração solar fotovoltaica em termos da produtividade anual varia de 1200 kWh/kWp a 1300 kWh/kWp, considerando sistemas fotovoltaicos com uma PR de 80 %.

A diferença de produtividade anual quando comparado o Sub 3 com o Sub 5 para o ano de 2018, foi de 18,01 kWh/kWp. No ano de 2019 essa diferença de produtividade anual foi de 13,22 kWh/kWp e no ano de 2020 foi de 9,28 kWh/kWp. Percebe-se que essa diferença é relativamente pequena na ordem de 1 %. Essa diferença acontece devido as perdas por incompatibilidade na associação dos módulos fotovoltaicos em ambos os dois subsistemas.

4. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma análise de desempenho de dois subsistemas com os mesmos fatores de dimensionamento de inversor de um SFCR instalado na cidade de Criciúma/SC. Os Sub 3 e Sub 5 compõem um sistema fotovoltaico com um total de 5 subsistemas. Ambos os subsistemas Sub 3 e Sub 5 possuem um FDI de 1,12 e estão alocados na mesma orientação e inclinação.

No ano de 2019 os subsistemas apresentaram uma YF menor entre os meses de janeiro à maio quando comparado com os anos de 2018 e 2020. A YF menor nesses meses de 2019 é devido a irradiação ser menor quando comparado com os meses dos anos de 2018 e 2020.

O Sub 3 tem uma maior produtividade em praticamente todos os meses no ano de 2018 quando comparado com a produtividade do Sub 5. No ano de 2019 e 2020 o Sub 3 obteve uma produtividade maior somente entre os meses de fevereiro e maio.

O ano de 2020 ambos os Subsistemas apresentaram uma menor variação diária anual de Y_F. Para o ano de 2020 o Sub 3 apresentou uma variação de

81,18 kWh/kWp e o Sub 5 uma variação de 81,02 kWh/kWp. A maior variação diária anual foi no ano de 2019 para ambos os sistemas. O Sub 3 apresentou uma variação de 113,65 kWh/kWp enquanto o Sub 5 uma variação de 113,93 kWh/kWp.

Para os três anos analisados, o Sub 3 apresentou um desvio padrão de PR que variou de 5,21 % a 7,95 %. O Sub 5 apresentou uma variação de 5,29 % a 8,19 %. A diferença de produtividade anual quando comparado o Sub 3 com o Sub 5 para o ano de 2018, foi de 18,01 kWh/kWp. No ano de 2019 essa diferença de produtividade anual foi de 13,22 kWh/kWp e no ano de 2020 foi de 9,28 kWh/kWp. Percebe-se que essa diferença é relativamente pequena na ordem de 1 %. Essa diferença acontece devido as perdas por incompatibilidade na associação dos módulos fotovoltaicos em ambos os dois subsistemas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GASPARIN, F.; BÜHLER, A.; RAMPINELLI, G.; KRENZINGER, A. Statistical analysis of I–V curve parameters from photovoltaic modules. Solar Energy, v. 131, pp. 30-38, 2016.

International Electrotechnical Commission (IEC 61724-1). Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. 2017.

LORENTE, D. G.; PEDRAZZI, S.; ZINI, G.; ROSA, A. D.; TARTARINI, P. Mismatch losses in PV power plants. Solar energy, vol. 100, pp. 42-49, 2014.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. 2017. Atlas brasileiro de Energia Solar, 2ª edição, pp. 88. São José dos Campos.

SPERTINO, F.; AKILIMALI, J. Are Manufacturing I–V Mismatch and Reverse Currents Key Factors in Large Photovoltaic Arrays? Ieee Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, nº. 11, 2009.

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE
Av. BPS, 1303 - Pinheirinho | Itajubá | MG
exec@sbpe.org.br

INSPEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA UTILIZANDO DRONES E INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

Leningrado Florencio[1]; Michel Mozinho dos Santos[1]; Henrique Baptista Duffles Teixeira Lott Neto[2]; Virgínia Adélia Cordeiro Sgotti[1]; André Luiz Buarque Vieira e Silva[3]; Heitor de Castro Felix[3]; Hemir da Cunha Santiago[1]; Thiago de Menezes Chaves[3]

[1]In Forma Software; [2]STN - Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.;
[3]Universidade Federal de Pernambuco

RESUMO

Drones com câmeras de alta resolução podem ser usados para tornar o trabalho de manutenção das linhas de transmissão mais seguro e rápido, eliminando a necessidade de uma equipe escalando cada estação. Este trabalho apresenta uma nova ferramenta de software que utiliza um método baseado em aprendizagem de máquina para a detecção de ativos elétricos e a classificação do estado de funcionamento dos mesmos, incluindo uma abordagem de detecção de anomalia do estado-da-arte que reduz a dependência de grande volume de imagens de ativos com defeitos.

Palavras-chave: Detecção de Objetos, Deep Learning, Visão Computacional, Inspeção de Defeitos, Drones, Classificação de Falhas, Detecção de Anomalias, Aprendizagem de Máquina.

ABSTRACT

Drones with high resolution cameras can be used to make maintenance work on transmission lines safer and faster, eliminating the need for a crew to scale each station. This work presents a new software tool that uses a machine learning-based method for detecting electrical assets and classifying their health status, including a state-of-the-art anomaly detection approach that reduces dependency volume of defective asset images.

Keywords: Object Detection, Deep Learning, Computer Vision, Defect Inspection, Drones, Fault Classification, Anomaly Detection, Machine Learning.

1. INTRODUÇÃO

O mau funcionamento dos equipamentos das linhas de transmissão compromete a rede elétrica, causando ineficiência na transmissão de energia e, às vezes, apagões. Os apagões podem interromper completamente a produção em empresas e infraestruturas críticas, como redes de telecomunicações, serviços financeiros, abastecimento de água e hospitais.

Diante desse cenário, faz-se necessária a manutenção constante dos equipamentos, substituindo aqueles que estão com defeito antes que possam causar qualquer perda. Normalmente, uma equipe deve verificar pessoalmente cada estação. Isso implica ter alguém escalando a torre de transmissão e verificando as condições de seus componentes, o que é perigoso e demorado. Drones com câmeras de alta resolução podem ser usados para tornar esse trabalho mais seguro e rápido, eliminando a necessidade de uma equipe escalando cada estação. Além disso, as imagens capturadas pelo drone podem ser processadas automaticamente, identificando problemas de componentes antecipadamente para mitigar problemas futuros que podem afetar toda a rede de transmissão. Essa área de pesquisa, denominada Visão Computacional, permite a obtenção de informações relevantes em uma imagem e, nos últimos anos, deu um salto de precisão com a aplicação de abordagens de *Deep Learning*, que, atualmente, alcançam desempenho semelhante ao dos humanos em tarefas de identificação de certos objetos numa imagem.

Nas abordagens de *Deep Learning*, quanto maior a quantidade de dados variados para 'alimentar' a técnica, melhor. Portanto, foram construídos conjuntos de dados volumosos e publicamente inéditas através das imagens coletadas por drones durantes meses, compreendendo ativos elétricos em suas variadas condições, os quais são críticos para o funcionamento correto da rede. No entanto, encontrar um grande volume de dados relativos a ativos defeituosos é uma tarefa extremamente difícil, especialmente para determinados ativos que possuem uma vida útil longa. A pesquisa apresentada neste trabalho desenvolveu um método totalmente baseado em Aprendizagem de Máquina para a detecção de ativos elétricos e a classificação do estado de funcionamento

dos mesmos, incluindo uma abordagem de detecção de anomalia (defeito) do estado-da-arte que reduz a dependência de grande volume de imagens de ativos com defeitos. As principais contribuições deste trabalho são:

- Um sistema de inspeção de ativos elétricos de ponta-a-ponta, baseado em Aprendizagem de Máquina com múltiplas camadas, capaz de detectar os ativos em imagens de drones e classificá-los quanto à presença de alguma anomalia;
- Um novo conjunto de dados de volumoso e publicamente sem precedentes de objetos relativos a linhas de transmissão com alguns de seus possíveis defeitos.

A Seção 2 explica como se deu o desenvolvimento do sistema de inspeção de ativos, na Seção 3 são apresentados os resultados obtidos utilizando as bases de dados apresentadas na Seção 2, a Seção 4 apresenta as conclusões acerca do trabalho e na Seção 5 é feito o agradecimento à empresa que proveu o suporte técnico e financeiro para o desenvolvimento do sistema apresentado neste trabalho.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1 Bases de dados construídas através de VANTs

As imagens foram capturadas usando o drone modelo DJI Matrice 210 v2. A câmera equipada possui 2.13 MegaPixels e captura fotos com uma resolução de 1920x1080. A Figura 1 mostra algumas dessas imagens.

Para realizar o processo, o drone foi manuseado por pilotos certificados, que foram instruídos a capturar as imagens de acordo com as necessidades dos desenvolvedores do sistema. Um conjunto de políticas de coleta de dados foi proposto para garantir a variabilidade e consistência dos dados, por exemplo, diferentes ângulos de captura, e distâncias máximas entre o drone e a torre.

Figura 1 – Algumas das imagens capturadas. (Fonte: Autores)

Várias torres de transmissão foram capturadas para obter variação de plano de fundo e de componentes. Ao seguir todos esses procedimentos e essas políticas de captura de dados, foi possível obter um alto número de imagens variadas de diversos vários ativos de linha de energia.

2.1.1 - Base de dados para detecção de ativos

As imagens foram capturadas em 28 dias, entre o final de outubro de 2020 e meados de dezembro de 2020. Ao final do processo foram coletadas imagens referentes a 17 categorias de ativos em 225 torres de transmissão. O total de imagens capturadas foi de 10.525, nas quais foram encontrados e rotulados 28.815 instâncias de ativos. As 17 categorias de ativos rotulados são: 1) Amarra do balancim; 2) Amarra do cabo pára-raios; 3) Amortecedor preformado; 4) Amortecedor stockbridge; 5) Balancim; 6) Cadeia de isoladores; 7) Cadeia de isoladores de vidro; 8) Espaçador; 9) Manilha da torre da cadeia de isoladores; 10) Manilha da torre da cadeia de isoladores de vidro; 11) Manilha inferior da cadeia de isoladores; 12) Manilha inferior da cadeia de isoladores de vidro; 13) Manilha superior da cadeia de isoladores; 14) Manilha superior da cadeia de isoladores de vidro; 15) Placa de identificação; 16) Suspensão do cabo pára-raios; 17) Vari-grip.

A primeira base de dados foi montada com o intuito de treinar técnicas baseadas em *Deep Learning* (redes neurais convolucionais profundas) para identificação de ativos em imagens aéreas.

2.1.2 - Base de dados para classificação de falhas e detecção de anomalias

Em algumas dessas imagens foram identificados ativos em condições preocupantes, por exemplo: ativos com um alto grau de corrosão, parcialmente quebrado, ou, até, com algum ninho de pássaro próximo a ele. Com isso, novas coletas foram realizadas com o intuito de encontrar ainda mais exemplos de ativos com algum tipo de defeito. Após essa nova coleta focada em ativos com defeitos, uma segunda base de dados foi criada, na qual os ativos foram separados de acordo com suas condições (ativo normal, quebrado, corroído, faltando uma parte da peça ou com ninho de pássaro). Essa segunda base de dados tem o intuito de treinar classificadores de defeitos e de anomalias baseados em *Deep Learning* e Visão computacional para, dada uma imagem recortada/focada em um único ativo, classificar a condição daquele ativo.

2.2 Detecção de ativos utilizando Visão Computacional e *Deep Learning*

Para desenvolver a etapa de detecção de ativos, foi realizada uma busca estruturada na literatura científica da área. Como resultado, dois trabalhos relevantes de levantamento da literatura (LIU et al., 2020; NGYUEN et al., 2018) recomendaram o uso das técnicas SSD (LIU et al., 2016) e Faster R-CNN (REN et al., 2015) para realizar a tarefa de detecção de ativos no contexto de ativos em linhas de transmissão de energia. Com isso, experimentos foram realizados usando as duas técnicas na primeira base de dados criada, e, ficou evidente que ambas tiveram bons desempenhos, com uma leve vantagem para a SSD. A partir daí, adaptações e melhorias foram feitas na técnica em si a fim de otimizar e potencializar os resultados quantitativos relativos à precisão média na detecção de ativos na primeira base de dados construída.

2.3 Classificação de falhas e anomalias em ativos usando Visão Computacional e *Deep Learning*

Essa fase possui dois objetivos. O primeiro deles é informar se os ativos enquadrados nas imagens capturadas possuem algum defeito de uma lista de defeitos pré-definidos. O segundo é a avaliação de anomalias, que tem como objetivo informar se os ativos enquadrados nas imagens capturadas são destoantes dos ativos que são considerados em bom estado. Nessa segunda parte não é informado qual o defeito se o ativo for considerado anômalo, ele será mostrado para o inspetor para que ele faça a avaliação. Com essas duas abordagens, que serão detalhadas posteriormente, é possível classificar falhas de ativos em relação a uma lista pré-definida com uma boa garantia e encontrar anomalias para que seja mostrado para o inspetor.

Para a classificação de falhas foi utilizada como base a rede *EfficientNet* (TAN; LE, 2019) de classificação de objetos com *Deep Learning*. Essa rede é amplamente utilizada para problemas de classificação de objetos e foi escolhida para o problema. Para essa etapa, as imagens utilizadas nos treinamentos e nos testes são compostas por imagens dos ativos normais e dos ativos com defeitos, juntamente com a informação do nome do defeito encontrado na imagem.

Para a etapa de detecção de anomalias foi utilizada como base a rede *DifferNet* (RUDOLPH et al., 2021). Porém, no treinamento desta etapa são utilizadas apenas imagens de ativos normais para a rede aprender a padronizar ativos normais. No teste são mostradas as imagens com falhas e normais e a rede deve informar que as imagens que possuem falhas são destoantes das normais. Nesse teste, a rede não informa o nome do defeito encontrado, apenas que o ativo não está em uma situação regular.

2.4 Desenvolvimento do software *PowerInspekt*

A arquitetura do software de inspeção descreve em alto nível de abstração os componentes do sistema e como eles interagem. Assim, o módulo *Aplicação Web* recebe do usuário as imagens referentes a uma ou mais campanhas de inspeção, sendo implementado com tecnologia *Asp .Net Core*. A importação de

dados de ordens de serviço, torres e defeitos ocorre a partir do software de gestão de ativos. Por fim, o módulo de Classificação de Defeitos recebe as imagens a serem inspecionadas e retorna os equipamentos e defeitos detectados. A arquitetura está representada na Figura 2.

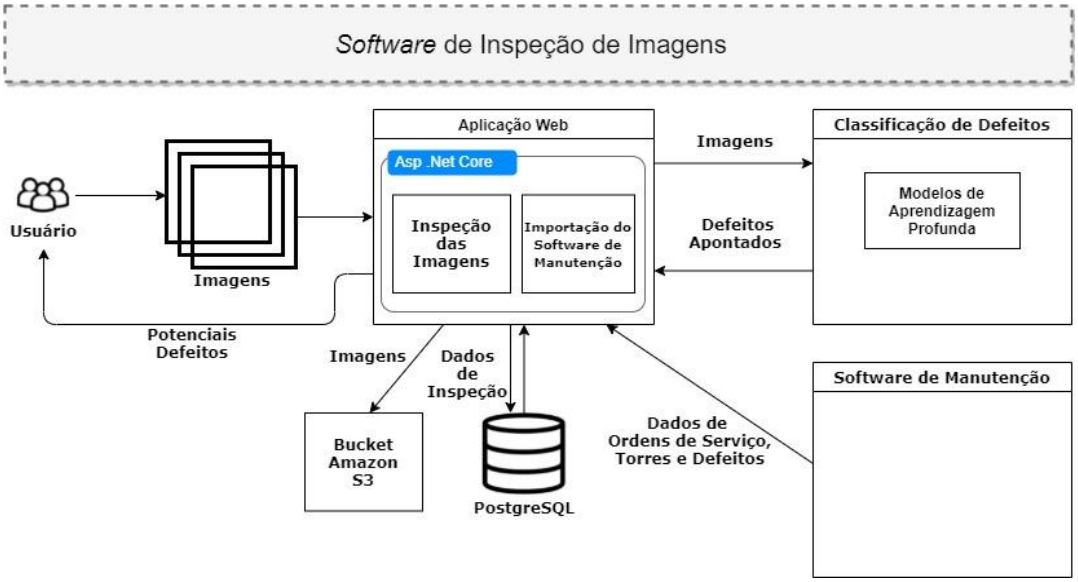


Figura 2 – Arquitetura do software de inspeção. (Fonte: Autores)

Nos primeiros esboços de interface foram elaborados *wireframes*, com o intuito de validar conceitos iniciais do software de forma rápida sem um investimento considerável de tempo e esforço por parte da equipe de *Design de User Experience* (UX). Nestes estudos iniciais, também foi possível explorar o fluxo geral de interação de outros pontos do *PowerInspekt* (nome dado ao software), como as telas para: *upload* de imagens, localização das torres no mapa e revisão da inspeção.

3. RESULTADOS

3.1 Desempenho das técnicas desenvolvidas nas bases de dados construídas

Como resultado do processo de desenvolvimento, foi criado um fluxo para a tecnologia de inspeção de defeitos em ativos a partir de imagens aéreas. A

Figura 3 ilustra esse fluxo, desde a imagem passada como entrada, até as informações geradas dadas como saída da tecnologia.

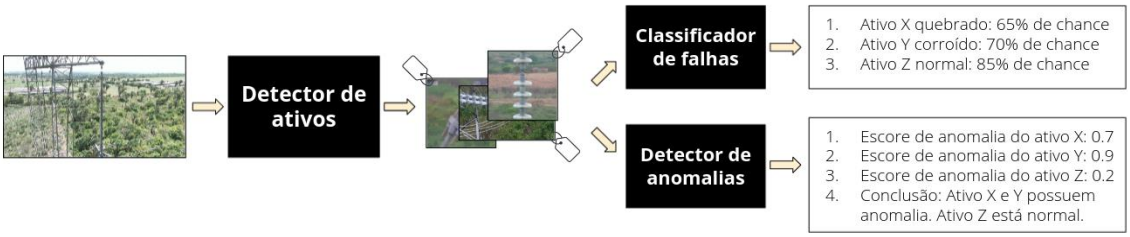


Figura 3 – Fluxo da tecnologia desenvolvida de inspeção de defeitos em ativos de linhas de transmissão de energia a partir de imagens aéreas. (Fonte: Autores)

A Tabela 1 mostra os resultados de detecção de ativos no conjunto de testes referente à precisão média (*average precision*) por classe. Na última linha também é mostrada a precisão média geral (*mean average precision*).

Tabela 1 – Resultados quantitativos da detecção de ativos. (Fonte: Autores)

Ativo	Precisão média
Amarra de balancim	98,7%
Amarra do cabo para-raio	87,5%
Amortecedor preformado	100%
Amortecedor Stockbridge	97,7%
Balancim	95,3%
Cadeia de isoladores de vidro	96,4%
Cadeia de isoladores polimérica	98,6%
Espaçador	93,3%
Manilha inferior da c. de isoladores	87,1%
Manilha da torre da c. de isoladores	100%
Manilha superior da c. de isoladores	99,6%
Manilha inferior da c. de isoladores de vidro	67,5%
Manilha da torre da c. de isoladores de vidro	67,7%

Manilha superior da c. de isoladores de vidro	74,2%
Placa de identificação da torre	100%
Suspensão do cabo para-raio	100%
Vari-grip	100%
Média	**92,1%**

Para ilustrar os resultados de detecção de ativos, a Figura 4 mostra as caixas delimitadoras inferidas ao receber uma imagem de entrada, juntamente com a classe inferida do ativo detectado e o grau de confiança (entre 0 a 1) para aquela inferência. Detecções com grau de confiança menor que 0,1 não são consideradas.

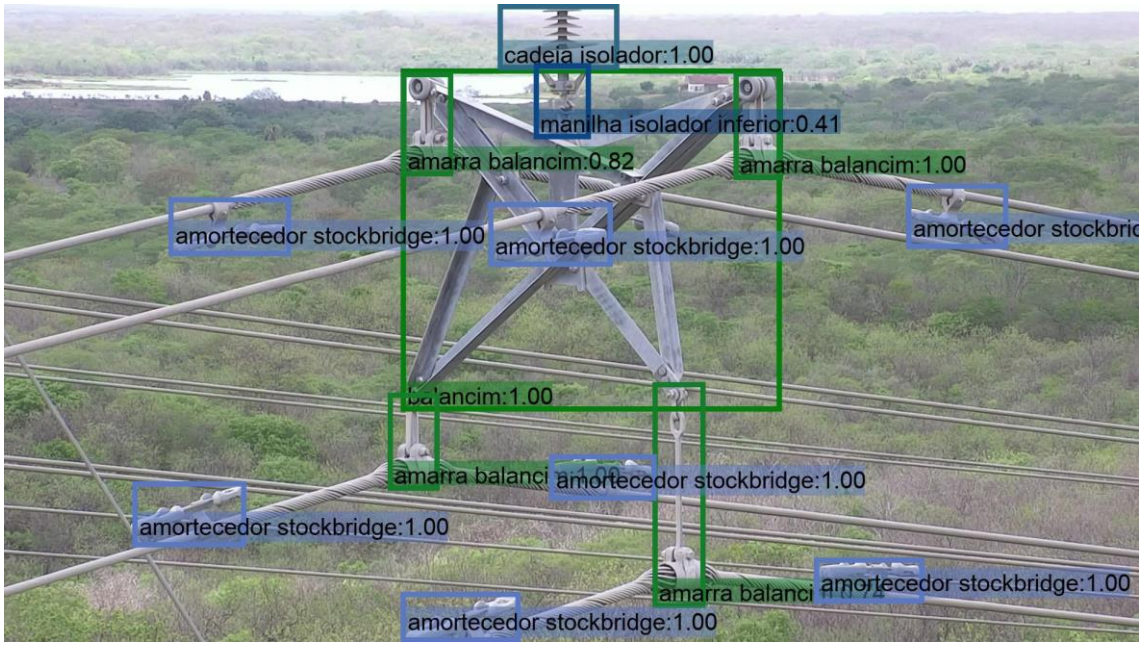


Figura 4 – Resultado visual da detecção de ativos em uma imagem de entrada. (Fonte: Autores)

A Figura 5 mostra como é o fluxo e como as informações das classificações de falhas e detecção de anomalias são mostradas para o inspetor que utiliza a ferramenta. A seguir, a Tabela 3 mostra os resultados obtidos para a classificação de falhas e detecção de anomalias. A Figura 8 mostra exemplos

de figuras de falhas encontradas no dataset que foram corretamente classificadas com o seu defeito específico e também como anomalias por destoar de ativos normais.

Tabela 5 – Resultados da classificação de falhas e detecção de anomalias. (Fonte: Autores)

Ativo	Classificação de falhas	Detecção de anomalias
Amarra de balancim (Normal/Corrosão)	97,0%	90,5%
Cadeia de isoladores de vidro (Normal/Falta de cápsula)	84,9%	82,4%
Manilha superior da cadeia de isoladores (Normal/Corrosão)	98,5%	90,1%
Suspensão do cabo para-raio (Normal/Corrosão)	99,6%	99,1%
Vari-grip (Normal/Corrosão/Ninho de Pássaro)	93,5%	90,6%
Média	**94,7%**	**90,5%**

A Figura 6 ilustra alguns dos defeitos classificados e detectados como anomalias.

Figura 6 – Defeitos classificados e detectados como anomalias pelos modelos. (Fonte: Autores)

3.2 *PowerInspekt*: Um software de inspeção de ativos elétricos

A Aplicação Web atingiu o status de Produto Mínimo Viável (*Minimum Viable Product*, MVP), isto é, que contém funcionalidades suficientes para ser

utilizável. Além disso, a codificação do software produziu interfaces gráficas, em geral, fiéis aos protótipos concebidos. A Figura 7 apresenta um exemplo de tela de inspeção.

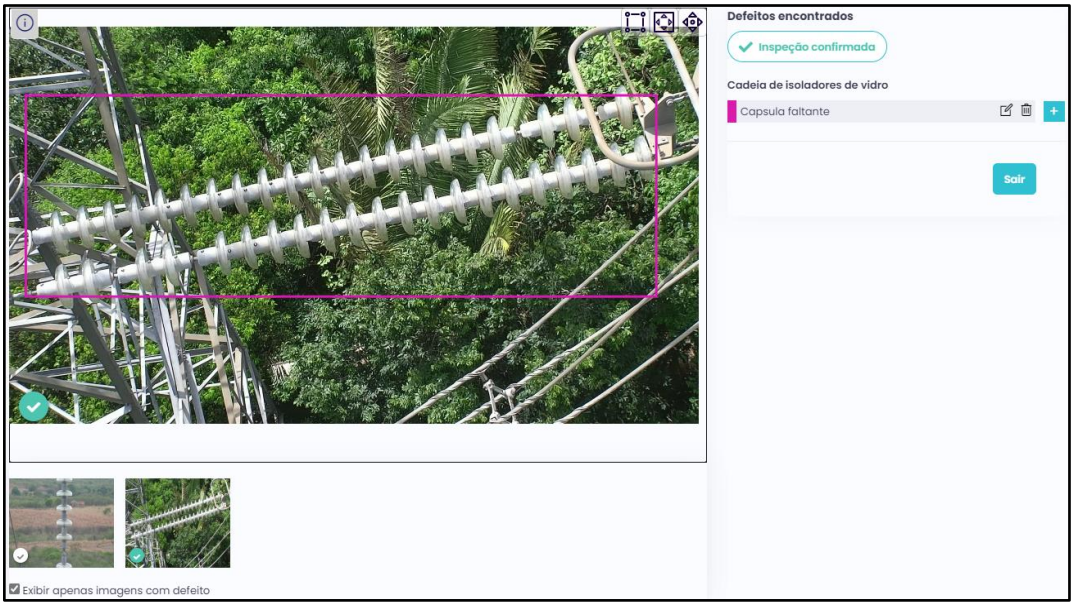


Figura 7 – Exemplo de Tela de Inspeção. (Fonte: Autores)

4. CONCLUSÕES

Neste trabalho desenvolveu-se uma solução para inspeção de linhas de transmissão envolvendo um sistema de processamento de imagens com detecção automática de múltiplos defeitos e anomalias em múltiplos ativos e uma *Aplicação Web* baseada em *User Experience* (UX) como interface do usuário com o software de inspeção. Os resultados apresentados mostram que a solução apresentada detecta e identifica com acurácia defeitos e anomalias em ativos em linhas de transmissão. Portanto, o presente trabalho representa um avanço ao identificar automaticamente múltiplos tipos de defeitos em múltiplos tipos de ativos elétricos através de uma solução de software para inspeção de linhas de transmissão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIU, X. et al. Review of data analysis in vision inspection of power lines with an in-depth discussion of deep learning technology. arXiv preprint arXiv:2003.09802, 2020.

LIU, W. et al. SSD: Single Shot multibox Detector. In European Conference on Computer Vision, 2016, pp. 21-37. Springer, Cham.

REN, S. et al. Faster R-CNN: Towards real-time object detection with region proposal networks. Advances in neural information processing systems, 28, 2015, pp.91-99.

RUDOLPH, M. et al. Same same but DifferNet: Semi-supervised defect detection with normalizing flows. In: Proceedings of the IEEE/CVF Winter Conference on Applications of Computer Vision, 2021, pp. 1907-1916.

TAN, Mingxing; LE, Quoc. EfficientNet: Rethinking model scaling for convolutional neural networks. International Conference on Machine Learning. PMLR, 2019, pp. 6105-6114.

INTEGRAÇÃO AGROINDUSTRIAL *MILHO-DENDÊ*: UMA ABORDAGEM SUSTENTÁVEL E ESTRATÉGICA

Rafael Silva Capaz[1]; Márcio Ávila[2]

[1]Universidade Federal de Itajubá, [2]Universidade Federal de São Carlos

RESUMO

A produção de etanol de milho no Brasil, atividade relativamente nova e promissora, baseia-se no uso de biomassa de eucalipto como importante insumo energético industrial. Por outro lado, tem-se o conhecido potencial do sistema produtivo do óleo de palma ou dendê (Elaeis guineenses) tipicamente associado à grande geração de biomassa lignocelulósica residual (como cachos de frutos vazios, CFV, cascas e fibras) e de biogás a partir do tratamento dos efluentes industriais. Embora este sistema produtivo esteja majoritariamente restrito à região norte do Brasil, sabe-se do potencial de expansão da palma em áreas degradadas no centro-oeste do país, onde as usinas de etanol de milho estão lotadas. Este trabalho analisa a pegada de carbono do etanol de milho (gCO2e/MJ) em condições brasileiras supondo uma integração entre ambos processos produtivos, onde a produção de etanol seja abastecido pelos CFV's e pelo biogás gerados na extração do óleo de palma. Em comparação com o cenário base (15.6 gCO2e/MJ, sem integração), a pegada de carbono apresenta variações de até 5% no caso de um sistema integrado milho-dendê. Embora as variações sejam pequenas, a proposta configura-se como oportunidade estratégica para a expansão da cultura da palma de óleo em terras brasileiras, podendo constituir-se como referencial na produção sustentável de óleo de palma.

Palavras-chave: Integração agroindustrial. Etanol de milho. Óleo de palma. Biomassa vegetal.

ABSTRACT

The production of corn ethanol in Brazil, a relatively new and promising activity, is based on the use of eucalyptus biomass as an important industrial energy input. On the other hand, there is the known potential of the production system of palm oil (Elaeis guineenses), which is typically associated with the large generation of residual lignocellulosic biomass (such as empty fruit bunches, EFB, husks or fibers) and biogas from of industrial effluent treatment. Although the palm production is mostly restricted to the northern region of Brazil, the potential for palm expansion in degraded areas in the center-west region is known, where corn ethanol plants are placed. This brief study analyzes the carbon footprint of corn ethanol (gCO2e/MJ) under Brazilian conditions, assuming an integration between both production systems, where energy demand for ethanol production is supplied by EFB's and biogas from the extraction of palm oil. Compared to the baseline scenario (15.6 gCO2e/MJ, without integration), the carbon footprint ranges up to 5% in the case of an integrated corn-palm system. Although the variations are small, the integration proposal is a strategic opportunity for the expansion of the oil palm culture in Brazil, and may constitute a reference in the sustainable production of palm oil.

Keywords: Agro-industrial integration. Corn ethanol. Palm oil. Vegetable biomass.

1. INTRODUÇÃO

No contexto da produção de biocombustíveis a partir de óleos vegetais, a palma africana ou dendê (*Elaeis guineenses*), que ainda é responsável pela maior produção de óleos vegetais no mundo, associa-se a produtividades agrícolas, no mínimo, cinco vezes maiores que a verificada na soja e em outras culturas oleaginosas. Mesmo assim, esta mesma cultura tem sido comumente associada a relevantes impactos ambientais na mudança no uso da terra como o desmatamento de florestas nativas.

No Brasil, a produção de palma se dá praticamente na região Norte. Embora o zoneamento publicado pela Empresa Brasileira de Pesquisa

Agropecuária (EMBRAPA, 2010) em 2010 tenha ressaltado o potencial estratégico de expansão da cultura em áreas degradadas da floresta amazônica (de 7,3 a 22,3 Mha), as tentativas de expansão, visando inclusive a produção de biodiesel, enfrentaram vários obstáculos técnicos e econômicos. Atualmente, a área destinada ao cultivo de dendê no Brasil não ultrapassa 300 mil hectares. Da mesma forma, esta cadeia produtiva corresponde a um considerável potencial bioenergético em função da elevada produção de resíduos, desde cachos vazios e cascas (cerca de 2,15 $t/t_{óleo}$) a efluentes industriais com elevado conteúdo orgânico (2,5 $m^3/t_{óleo}$).

Por outro lado, o Brasil tem ganhado novo protagonismo na produção de etanol de milho. Além desta rota estar em franca expansão na região Centro-Oeste do país (de 0,4 Mm^3 em 2013 para 1,7 Mm^3 em 2021 em volume produzido de etanol), o processo produtivo utiliza biomassa de eucalipto como insumo energético, diferindo-se enormemente do etanol de milho americano ainda dependente de insumos fósseis para ser processado.

No âmbito dos processos bioenergéticos, a integração de processos geralmente associa-se a melhorias nos índices de desempenho na produção, como balanço energético e emissões de gases de efeito estufa (GEE). Assim, considerando o potencial de cultivo de palma na região Centro-Oeste e a configuração das usinas de etanol de milho, este trabalho analisa a performance ambiental da produção integrada de óleo de palma e etanol de milho, bem como discute o potencial de tal integração visando a expansão do cultivo de palma no Brasil e o abastecimento alternativo do processo produtivo de etanol de milho frente ao uso de eucalipto.

2. METODOLOGIA

A performance ambiental dos sistemas-produto (Figura 1a) é analisada na perspectiva do ciclo de vida a partir dos pressupostos metodológicos assumidos no âmbito do RenovaBio para o cálculo da pegada de carbono (gCO_{2e}/MJ_{etanol}), ou seja: análise do berço ao portão, alocação energética nos coprodutos, fatores

de emissão majoritariamente baseados na RenovaCalc (ANP, 2020) e sem considerar, emissões associadas à mudança do uso da terra.

A produção milho e etanol (MOREIRA et al., 2020) baseia-se numa recente planta industrial instalada no estado do Mato Grosso. O uso de eucalipto como insumo energético (464 $kg_{eucalipto}/t_{milho}$ ou 4080 MJ/t_{milho}) supre as demandas térmica e elétrica dos processos a partir de um sistema de cogeração, gerando ainda uma pequena parcela de eletricidade excedente para a rede (151 kWh/t_{milho}).

Por sua vez, a produção de palma (CFF, cachos de frutos frescos) e óleo de palma/palmiste baseia-se numa empresa do setor, localizada no estado do Pará, conforme reportado por Capaz et al. (2021). Entre os múltiplos coprodutos gerados, cascas e fibras (130 e 70 kg/t_{CFF}, respectivamente) suprem a demanda de energia da planta de extração. Por sua vez, os cachos de frutos vazios (CFV, 240 kg/t_{CFF}, 7,5 MJ/t_{CFV}) podem, eventualmente, retornar para o campo com potencial fertilizante (SCHMIDT, 2007), compreendendo 3,2 kgN/t_{CFV}, 0,2 kgP_2O_5/t_{CFV}, e 2,61 kgK_2O/t_{CFV}. Por fim, considera-se que o efluente líquido obtido a partir da produção de óleo de palma, POME (*Palm Oil Mill Effluent*) seja tratado anaerobicamente com a respectiva coleta do biogás ($14m^3/t_{CFF}$ ou 6,6 kg_{CH4}/t_{CFF}), com eventual geração de eletricidade, 25 kWh/t_{CFF} (DE SOUZA et al., 2010).

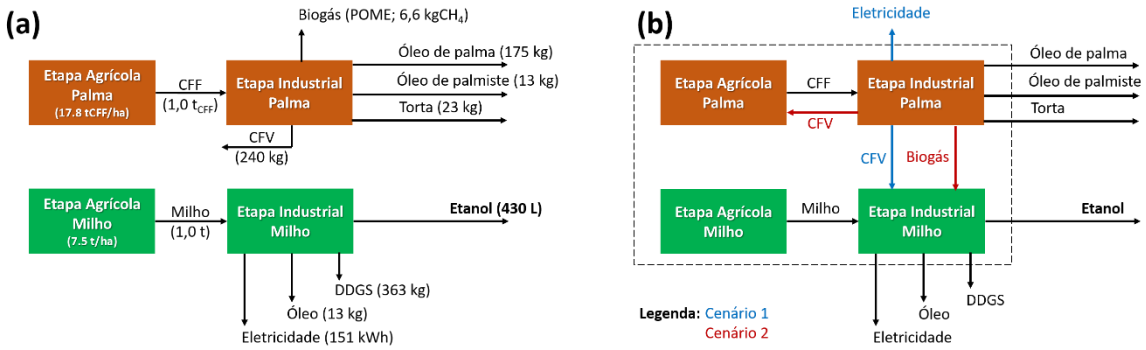


Figura 1 – (a) Inventários gerais de produção de etanol de milho e óleo de palma. (b) cenários de integração *milho-dendê*

Assume-se, como cenário base, a produção de etanol de milho com o uso de biomassa de eucalipto como insumo energético. Assim, dois cenários alternativos (Figura 1b) são avaliados a partir da substituição do eucalipto em base energética: i) uso integral do montante de CFV (Figura 1a); ii) uso do biogás obtido do tratamento do POME. Em ambos os cenários, considera-se uma distância de transporte de 150 km (*one-way*) entre a usina de óleo de palma e a planta de etanol de milho.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Pegada de Carbono na integração *milho-dendê*

A partir da modelagem proposta, a produção de etanol de milho que determina a escala da produção de óleo de palma. Nas figuras 2(a-c) são apresentados os balanços de massa e energia para os principais fluxos desta eventual integração. Os valores estão expressos para 1,0 MJ_{etanol}, para melhor visualização.

Assim, o uso de 48,7 kg de eucalipto necessários para suprir a demanda energética para a obtenção de 1,0 GJ_{etanol} pode ser suprido por 56,4 kg_{CFV} ou apenas 8,4 kg_{CH4}, sendo este último proveniente do tratamento do POME. Embora o biogás seja um insumo com maior densidade energética (50 MJ/kg_{CH4}) que a biomassa residual (CFV; 7,5 MJ/kg), sua produção é relativamente menor que os CFV's para cada tonelada de CFF processado. Isso implica que, ao assumir que a demanda energética da produção de etanol de milho seja exclusivamente suprida pelo biogás (em termos de metano) gerado na extração do óleo de palma, cerca de 1,3 t deveria ser processado (Figura 2c), enquanto apenas 0,24 t seria necessária para garantir o suprimento energético a partir do uso de CFV (Figura 2b).

Em termos de pegada de carbono do etanol de milho (Figura 3), estimam-se variações de menos de 5% em comparação com o cenário base (15,6 gCO_{2e}/MJ), quando os resíduos do sistema da produção de óleo de palma passam a suprir a demanda energética do processo de produção do etanol. Enquanto o uso de CFV associa-se a uma pegada de carbono de 15.9 gCO_{2e}/MJ

(Cenário 1), o uso do biogás obtido do tratamento do POME associa-se a um indicador de 14.7 gCO_{2e}/MJ (Cenário 2). Em comparação com a gasolina fóssil (87.5 gCO_{2e}/MJ), a redução das emissões varia entre 81 e 83%.

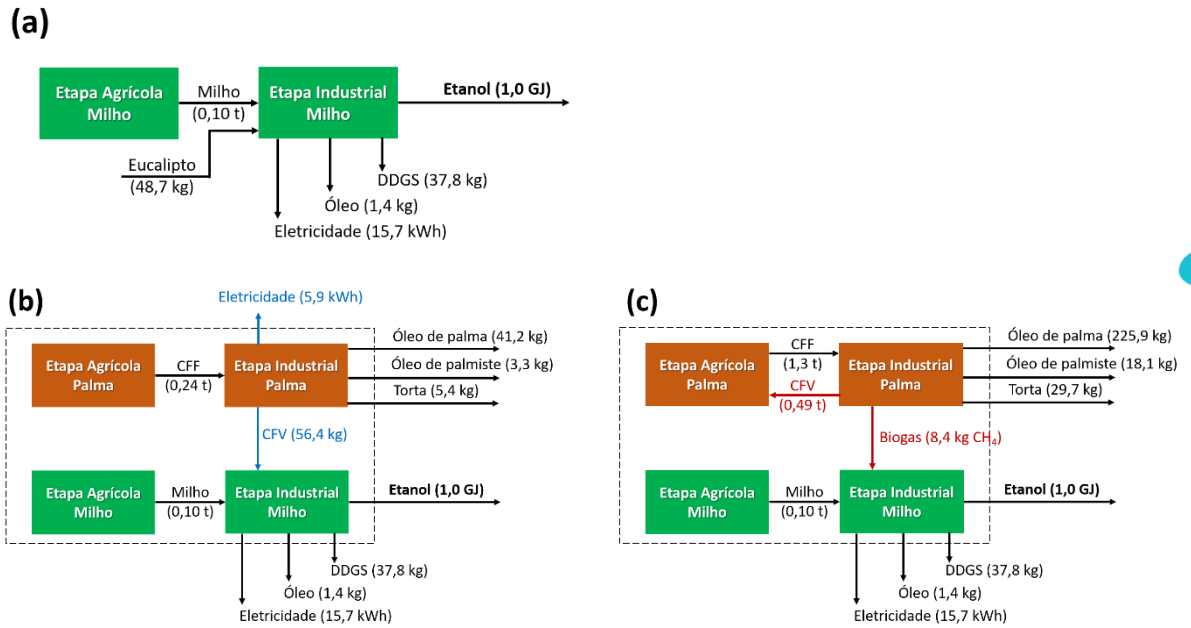


Figura 2 – (a) Cenário base. (b) Cenário 1 de integração "*milho-dendê*". (c) Cenário 2 de integração "*milho-dendê*"

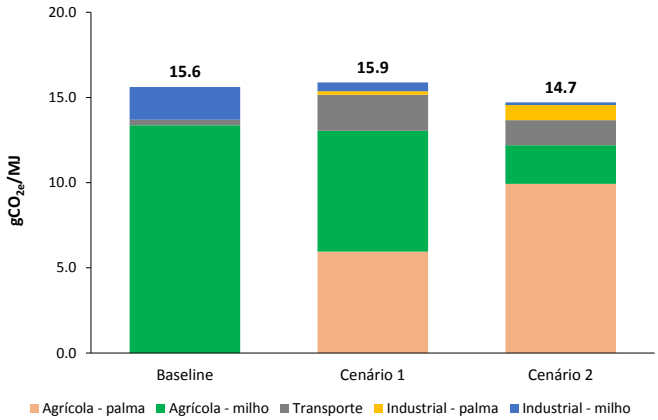


Figura 3 – Pegada de carbono (gCO_{2e}/MJ_{etanol}) da integração milho-dendê em comparação com a produção do etanol de milho

Em todos os cenários, as emissões associadas direta ou indiretamente à produção e uso de fertilizantes nitrogenados são responsáveis por cerca da metade do total de emissões de GEE, enquanto o consumo de diesel nas operações agrícolas corresponde a re menos de 10%. Por sua vez, a etapa de transporte torna-se mais relevante nos cenários 1 e 2 devido ao transporte de CFV ou biogás para a usina de etanol, respectivamente. Mesmo assim, em ambos os casos, a contribuição do transporte varia entre 10 e 13% dos valores totais, enquanto no cenário base situa-se apenas em 2%. Por fim, destaca-se que, no sistema-produto do óleo de palma, o gerenciamento das emissões de metano provenientes do tratamento do POME é de grande importância. No cenário 1, se o metano gerado não for destinado à geração de eletricidade, sendo liberado para a atmosfera, a pegada de carbono associada ao etanol de milho se mostra igual a 27,8 gCO_{2e}/MJ.

Vale salientar que, em termos metodológicos na abordagem atribucional, a integração *milho-dendê* avaliada aqui implica que parte da carga ambiental associada ao sistema-produto da palma seja alocada ao etanol de milho. Porém, o fator de alocação é cada vez menor quando mais coprodutos são gerados dentro das fronteiras do sistema. Assim, em termos energéticos, o etanol de milho assume 52% da carga ambiental no cenário base, e 28 e 9% nos cenários 1 e 2, respectivamente.

No contexto em questão, o sistema analisado é modelado na perspectiva de uma biorrefinaria, com a integração de dois sistemas-produtos distintos. Porém, mantendo as fronteiras apenas no sistema produtivo de etanol de milho (Figura 2a) e a entrada de biomassa residual – por exemplo, CFV ou biogás – como insumo energético, a pegada de carbono do etanol poderia chegar a 14,8 gCO_{2e}/MJ, assumindo carga nula associada aos resíduos.

De maneira geral, vale salientar que o etanol de milho produzido em condições brasileiras já possui relevante performance ambiental (em termos de redução de emissões de GEE) em comparação com o etanol de milho americano (MOREIRA et al., 2020), em especial devido à utilização de biomassa (eucalipto) como fonte energética. Assim, as variações da pegada de carbono nos cenários

de integração *milho-dendê* em comparação com o cenário base podem parecer frustradas. No entanto, nestes cenários, observa-se um relevante potencial para a expansão da produção de óleo de palma na trilha da expansão da produção de etanol de milho. Enquanto o etanol de milho ainda estaria associado a uma baixa pegada de carbono, seu sistema produtivo poderia ser abastecido por biomassa residual (CFV ou biogás) ao invés de plantações de eucalipto dedicadas.

3.2 Oportunidades e desafios para a integração *milho-dendê*

De maneira geral, as oportunidades associadas ao sistema produtivo de óleo de palma estão diretamente ligadas ao montante considerável de biomassa residual gerada no processo industrial, e da acentuada capacidade da cultura de imobilizar o carbono atmosférico, permitindo reflorestar áreas degradadas, ser cultivado em solos ácidos e pobres, e restaurar o balanço hídrico e liberar oxigênio (FURLAN, 2006).

Vários estudos têm sinalizado o potencial do sistema produtivo da palma. Kühl (2017) avaliou a implantação de dendeicultura para recuperação de áreas degradadas no estado do Pará, geração de energia utilizando resíduos da produção de óleo de palma e mitigação da concentração de CO_2 atmosférico.

Os resultados obtidos com base na metodologia empregada evidenciaram que a cultura da palma, relativamente à fixação e às emissões de CO_2, representa potencial real de redução desse gás variando de 180 a 500 milhões de toneladas de CO_2 equivalente extraídos da atmosfera em um ciclo produtivo de 25 anos. Quanto ao potencial de geração de energia elétrica a partir da biodigestão anaeróbica do POME, o referido trabalho reportou variação de 212 a 531 TWh durante o mesmo período (25 anos). Por fim, o autor também concluiu que o modelo estudado concorre para impactos positivos nas esferas social (necessidade de contratação de mão de obra preferencialmente local), e econômica (geração de renda).

Uma das oportunidades mais significativas que se vislumbra em relação ao plantio disseminado de dendê diz respeito ao seu envolvimento com

agricultura familiar. Nesse sentido, algumas opções se mostram sensivelmente atraentes.

A partir da aplicação de questionários, Silva e Navegantes-Alves (2017) pesquisaram agricultores familiares integrados à agroindústria da palma de óleo no Nordeste Paraense, detectando diferentes tipos de sistemas de produção com dendê: culturas anuais; sistemas agroflorestais (SAF), com destaque para frutíferas; pimenta-do-reino; e bovinocultura. Como conclusão, os pesquisadores identificaram que a implantação da dendeicultura provocou transformações na estrutura, organização e trajetória dos sistemas produtivos, significando, para os agricultores, a “modernidade” e a principal alternativa para o desenvolvimento, pelo fato de dispor de todo um aparato financeiro e tecnológico que culturas tradicionais da região não possuem.

Por sua vez, Rocha (2007) estudou sistemas de cultivo apropriados para a cultura do dendê, buscando aproveitamento das áreas degradadas ou alteradas da Amazônia. O trabalho experimental consistiu da análise de quatro configurações diferentes: dendê e banana; dendê e mandioca; dendê e abacaxi; e dendê em monocultivo. A principal constatação foi de que o sistema *dendê-abacaxi* apresentou melhor desempenho, proporcionando amortização de 100% dos custos de implantação e manutenção do sistema num período de três anos (período inicial do cultivo de dendê em que não há sombreamento das entrelinhas), enquanto os sistemas dendê-banana e dendê-mandioca amortizaram, respectivamente, 86,7% e 64,5% dos mesmos custos, o que levou à conclusão de que as culturas intercalares contribuem significativamente para com a melhoria da fertilidade do solo e do crescimento do dendezeiro.

Em termos de sistemas agroflorestais (espécies vegetais aliadas a outros tipos de sistemas de produção no mesmo local), uma tendência que vem ganhando atenção diz respeito ao cultivo de café em áreas sombreadas (SITIOPEMA, 2018). Apesar de a técnica determinar menor produção – algo na contramão da demanda planetária – ela permite safras de alta qualidade e aplicação de um modelo de plantação diversificado que proporciona ampla compensação em termos econômico-financeiros.

Porém, existem questões desafiadoras ligadas à expansão da cultura do dendê, principalmente à sua demanda hídrica, exigência imprescindível ao seu desenvolvimento vegetativo e capacidade produtiva.

Segundo o zoneamento agroecológico estabelecido pela Embrapa (EMBRAPA, 2010), os estados do Acre, Mato Grosso Rondônia e Roraima somam mais de 14 Mha aptos para o cultivo de dendê (entre as áreas preferenciais – sem necessidade de irrigação – e regulares – com irrigação obrigatória), significando quase 50% a mais que toda a área plantada com cana-de-açúcar no Centro-Sul do Brasil. No estado de Mato Grosso, onde se propõe a integração das atividades agroindustriais de extração de óleo de dendê e de produção de etanol de milho, há 0,2 Mha de área preferencial e 6,8 Mha de área regular para a dendeicultura, essa última exigindo técnicas de irrigação para seu pleno desenvolvimento. Segundo Azevedo et al. (2008), nessas condições, cada planta impõe um volume diário de 166 litros, em média, durante todo o período de estiagem, já que, no período chuvoso da região, as precipitações suprem as necessidades hídricas da cultura agrícola. Numa aproximação direta (e simplista), a partir dos processos descritos neste estudo, a produção de etanol de milho localizada no estado do Mato Grosso (1.7 Mm^3) poderia ser suprida pelos resíduos da indústria da palma (CFV e biogás), caso fossem cultivados 0,5 a 2,8 Mha, respectivamente.

Essa questão é extremamente importante no estabelecimento de políticas públicas para o setor da palma de óleo, pois demanda investimentos que devem ser analisados, uma vez que há exigência de recursos financeiros consideráveis e amplos volumes de água em tempos em que o país enfrenta crises hídricas.

4. CONCLUSÕES

No caso da concepção de processos integrados envolvendo as cadeias agroindustriais do milho e do dendê, as perspectivas se mostram auspiciosas. Ao avaliar um sistema integrado *milho-dendê* em condições brasileiras, supondo que a biomassa residual do sistema-produto da palma – ou seja, cachos vazios

ou biogás obtido do POME – supra a demanda energética para a produção de etanol de milho, estima-se que a pegada de carbono do etanol de milho (15,6 gCO_{2e}/MJ) varia entre 14,7 gCO_{2e}/MJ (com uso de biogás) e 15,9 gCO_{2e}/MJ (com uso de CFV). Embora as variações sejam pequenas, vê-se aí uma grande oportunidade de expansão da indústria do dendê na trilha de expansão da indústria de etanol de milho no Brasil, uma vez que já foram identificadas áreas degradadas para a expansão da palma da região centro-oeste, onde estão lotadas as usinas de etanol de milho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, 2020. Renovacalc - v.6.1 [WWW Document]. Agência Nacionald de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Renovabio. Disponível em: http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio/renovacalc Acesso em 16 fev. 2020.

AZEVEDO et al. Parâmetros de irrigação durante o período seco em plantas jovens de dendê cultivadas no cerrado. Embrapa Cerrados, Comunicado Técnico 146. Planaltina, DF, 4 p., 2008. Disponível em: < https://bityli.com/laSaFO>. Acesso em 21 mai. 2022.

CAPAZ, R.S., GUIDA, E., SEABRA, J.E.A., OSSEWEIJER, P., POSADA, J.A., 2021. Mitigating carbon emissions through sustainable aviation fuels: costs and potential. Biofuels, Bioproducts and Biorefining 15, 502–524. https://doi.org/10.1002/bbb.2168

DE SOUZA, S.P., PACCA, S., DE ÁVILA, M.T., BORGES, J.L.B., 2010. Greenhouse gas emissions and energy balance of palm oil biofuel. Renewable Energy 35, 2552–2561. https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.028

EMBRAPA. Zoneamento Agroecológico, Produção e Manejo para a Cultura da Palma. Rio de Janeiro, RJ, 216 p., 2010. ISBN 978-85-85864-34-7. Disponível em < https://bityli.com/bwHqzy >. Acesso em 21 mai. 2022.

FURLAN JÚNIOR, J. Dendê: Manejo e Uso dos Subprodutos e Resíduos. Embrapa Amazônia Oriental, Documento 246. Belém, PA, 40 p., 2006. ISSN 1517-2201. Disponível em: < https://bityli.com/AAiVrM >. Acesso em 21 mai. 2022.

KÜHL, R. M. Geração de energia elétrica a partir dos resíduos do processo de beneficiamento do óleo de palma: uma abordagem sustentável para a recuperação de áreas degradadas no Estado do Pará. 2017. 133 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2017. Disponível em: <http://repositorio.ufpa.br/jspui/handle/2011/8304>. Acesso em 21 mai. 2022.

MOREIRA, M.M.R., SEABRA, J.E.A., LYND, L.R., ARANTES, S.M., CUNHA, M.P., GUILHOTO, J.J.M., 2020. Socio-environmental and land-use impacts of double-cropped maize ethanol in Brazil. Nature Sustainability. https://doi.org/10.1038/s41893-019-0456-2

ROCHA, R. N. C. Culturas intercalares para sustentabilidade da produção de dendê na agricultura familiar. 2007. 3 f. Tese (Doutorado– Programa de Pós-Graduação em Fitotecnia) – Ciências Agrárias, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2007. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/handle/123456789/1266>. Acesso em 21 mai. 2022.

SCHMIDT, J., 2007. Life cycle assessment of rapeseed oil and palm oil, Part 3: Life cycle inventory of rapeseed oil and palm oil. Aalborg University.

SILVA, E. M.; NAVEGANTES-ALVES, L. F. Transformações nos sistemas de produções familiares diante da implantação do cultivo de dendê na Amazônia Oriental. Desenvolvimento e Meio Ambiente: v. 40, p. 345-364, 2017. Disponível

em: <https://revistas.ufpr.br/made/article/download/47330/32114>. Acesso em 21 mai. 2022.

SITIOPEMA. Café sombreado, um consorciamento de sucesso com a madeira. 2018. Disponível em: <https://www.sitiopema.com.br/cafe-sombreado-um-consorciamento-de-sucesso-com-a-madeira/>. Acesso em 21 mai. 2022.

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL APLICADA À GESTÃO DE RISCOS EM EMPREENDIMENTO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Starch de Souza[1]; Michel Mozinho dos Santos[1]; Pedro Henrique Silva Padro[2]; Hemir da Cunha Santiago[1]; Roger Sousa Fiusa[3]; Lorrany Fernanda Lopes da Silva[3]; Nathália Melo Lima[1]; Kelly Pereira de Lima[1]

[1]In Forma Software; [2]AVSystemGEO; [3]Integração Transmissora de Energia S/A

RESUMO

Este trabalho apresenta um sistema computacional para a Gestão Integrada de Riscos de um empreendimento de transmissão, esse sistema foi desenvolvido a partir da integração de dados e de análises empregando métodos de Inteligência Artificial, Estatística, Geoprocessamento e *Business Intelligence*. Alguns exemplos de funcionalidades contempladas são: análise otimizada para predição de riscos à saúde e à segurança de operações de infraestrutura de energia; avaliação dos impactos causados pelos custos excedentes em projetos de construção de linhas de transmissão; análise das principais causas de atrasos relativos ao licenciamento ambiental; gerenciamento de riscos durante a construção de subestações de energia elétrica; gerenciamento de ativos do sistema de transmissão; análise de dados para gestão de interrupções de transmissão de energia.

Palavras-chave: Gestão Integrada de Riscos, Inteligência Artificial, Mineração de Dados.

ABSTRACT

This work presents a computer system for the Integrated Risk Management of a transmission enterprise, this system was developed from the integration of data and analysis using methods of Artificial Intelligence, Statistics, Geoprocessing and Business Intelligence. Some examples of features included are: optimized analysis for predicting health and safety risks in energy infrastructure operations; assessment of impacts caused by excess costs in transmission line construction

projects; analysis of the main causes of delays related to environmental licensing; risk management during the construction of electric power substations; transmission system asset management; data analysis for managing power transmission interruptions.

Keywords: Integrated Risk Management, Artificial Intelligence, Data Mining.

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta ferramentas computacionais desenvolvidas para a Gestão Integrada de Riscos de um empreendimento de transmissão de energia elétrica através de integração de dados e de análises empregando métodos de Inteligência Artificial (IA), Estatística, Geoprocessamento e *Business Intelligence* (BI). Para tal, as fases do ciclo de vida de empreendimentos de transmissão definidas para este trabalho são: (1) *pré-leilão*, de preparação para disputa da concessão; (2) *viabilidade*, de estudos relativos ao licenciamento ambiental e projetos básicos de engenharia; (3) *implantação*, de construção da linha de transmissão e subestações, com execução dos programas ambientais; 4) *operação*, de entrada do empreendimento em operação comercial. Já as áreas de interesse para Gestão de Integrada de Riscos definidas foram: (a) Meio Ambiente; (b) Fundiário; (c) Engenharia de Construção; (d) Engenharia de O&M (Operação e Manutenção); (e) Regulatório; (f) Relacionamento com Investidores / Novos Negócios.

A partir das áreas de interesse e das fases dos projetos de transmissão, foi possível definir uma matriz que apresenta quadrantes que cruzam Áreas de Interesse x Fases. Dessa forma, foi possível: inserir os riscos identificados em um quadrante específico e único; analisar os eventuais impactos desses riscos no seu quadrante; analisar, através do desenvolvimento de fluxogramas, eventuais impactos de um risco em vários quadrantes diferentes, formando assim uma correlação e integração entre as áreas e as fases.

Entre os objetivos específicos do trabalho estão: identificar e tratar as fontes de dados que podem ser associadas a riscos identificados por especialistas em cada uma das áreas de interesse; e analisar, através da

aplicação de técnicas de BI, IA, estatística e geoprocessamento, como esses dados se correlacionam entre si. Para isso, é realizada uma análise das principais causas de atrasos relacionados aos projetos de engenharia, obras e licenciamento ambiental, desvio de custos e interrupção de energia. Toda a análise será apresentada em forma de *dashboards* e auxiliará os gestores a tomar decisões de forma mais assertiva. Também é objetivo identificar os passivos não solucionados na fase de implantação, evitando que elas se tornem riscos que impactem atividades e processos na fase de operação acarretando em aumento de custos para a transmissora.

2. DESENVOLVIMENTO

A metodologia de desenvolvimento do sistema inteligente de gerenciamento integrado de riscos teve como diretrizes: 1. Entendimento do negócio através de fluxogramas e identificação dos riscos; 2. Definição e tratamento de fontes de dados; 3. Criação da arquitetura do sistema; 4. Modelagem dos dados para cálculo de probabilidade e definição do impacto de riscos; 5. Agregação dos resultados dos cálculos de probabilidade e impacto dos riscos; e 6. Criação de *dashboards* de consulta. Todas as diretrizes são discutidas nas subseções a seguir.

2.1 Elaboração de Fluxogramas e Identificação de Riscos

Os fluxogramas de processos para todas as áreas de interesse foram elaborados com a finalidade de facilitar a compreensão do contexto, relacionando as causas e os impactos dos riscos. Assim, os objetivos de elaboração desses fluxogramas foram: 1) Apoiar na identificação dos riscos (causas e impactos) em cada fase e área de interesse; 2) Mapear as fontes de dados para cada um dos riscos identificado; 3) Facilitar a compreensão de como os riscos de áreas de interesse e fases distintas se relacionam entre si. Os riscos e causas foram registrados em uma base de dados específica sendo organizados e codificados.

2.2 Definição e Tratamento de Fontes de Dados

A grande diversidade de fontes de dados pesquisadas como, por exemplo, dados referentes aos tipos de solos (Infraestrutura Nacional de Dados Espaciais - INDE), histórico de ocorrência de queimadas (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE) etc., estão relacionadas às diferentes áreas de interesse do projeto. Definidas as fontes de dados, passou-se ao estudo para saber se os dados eram estruturados, semiestruturados e não estruturados. Os dados estruturados são definidos como organizados em uma estrutura tabular fixa, ou seja, na forma de linhas colunas de modo que haja previsibilidade dos dados. Já os não estruturados são que possuem uma maior flexibilidade e dinâmica, como por exemplo um texto livre, sem imposição de forma de organização, o que gera imprevisibilidade e maior dificuldade para processamento. E por fim, os dados semiestruturados geralmente possuem uma organização geral fixa, mas que permite a flexibilidade em campos de dados, como por exemplo, uma base de dados do tipo tabular que permite que a coluna contenha texto livre.

2.3 Criação da Arquitetura do Sistema

A arquitetura do software descreve em alto nível de abstração os componentes e fluxo de dados, servindo para comunicação e planejamento, visando o desenvolvimento e a implantação do sistema. Entre os componentes da arquitetura proposta, destacam-se: 1) A partir de bases de dados coletadas de fontes internas e externas, o *Middleware* é o módulo responsável por realizar a extração, transformação e carga dos dados em um repositório comum e padronizado denominado *Data Lake*; 2) Na Preparação de Dados são realizados vários tipos de processamentos como integração de dados, análises estatísticas e Inteligência Artificial, levando os resultados para um repositório de dados chamado *Data Warehouse*, onde serão consumidos pelo *software* de *Business Intelligence* para posterior apresentação em *dashboards*; 3) Já o módulo Aplicação Web representa a interface através da qual o usuário tem acesso a funcionalidades como cadastro de projetos de transmissão, consulta aos

fluxogramas de risco, relatórios de dados de sistemas envolvidos na transição entre a fase de implantação e a fase de operação, além de possibilitar o acompanhamento dos riscos através de alertas, *checklists* e *dashboards* com indicadores de risco.

2.4 Modelagem dos Dados para Cálculo de Probabilidade e Definição do Impacto

Em função da quantidade de riscos identificadas e da diversidade de tipos de fontes de dados pesquisadas e, ainda, visando definir uma estrutura metodológica que pudesse padronizar a forma de cálculo das probabilidades individuais de cada risco, foi criada a estrutura ilustrada na Figura 1. Definida a metodologia geral, passou-se a empregar os métodos de cálculo considerados mais viáveis para cada tipo de fonte de dados relacionados aos riscos identificados. Os impactos, por sua vez, foram definidos pelos especialistas envolvidos no projeto.

2.4.1 - *Clustering*

O método consiste em agrupar dados que possuem características em comum, de forma que se possa atribuir a esses grupos formados as devidas probabilidades. O algoritmo de agrupamento utilizado neste trabalho foi o algoritmo *K-Means* (LIKAS, 2003), um método de aprendizagem de máquina não supervisionado que busca padrões entre os dados sem a necessidade de se fornecer uma referência para tal, apenas o parâmetro *K* é fornecido, para definir a quantidade de *clusterings* (agrupamentos).

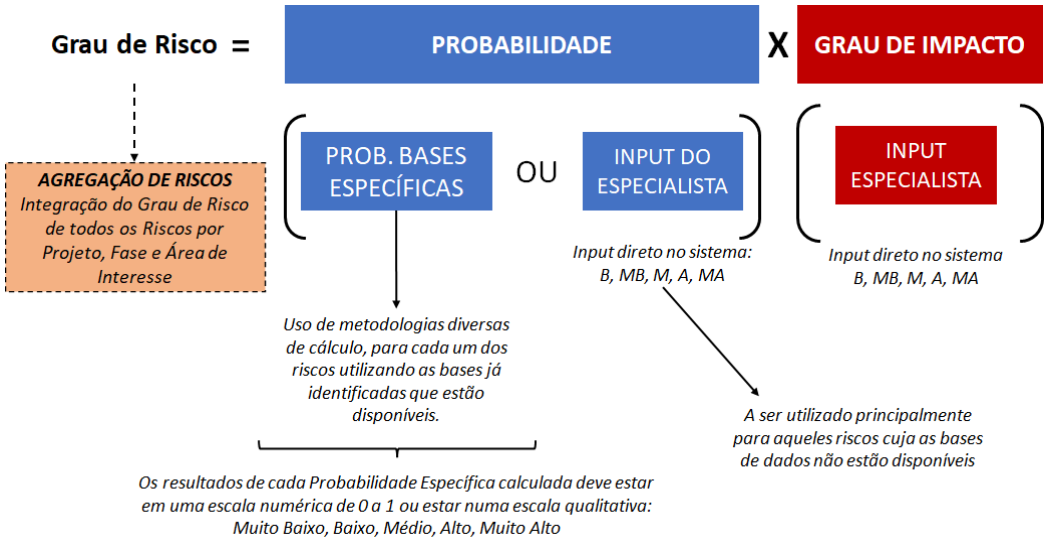


Figura 1 – Metodologia Geral para os riscos. (Fonte: Autores)

2.4.2 - Classificação

A técnica de classificação empregada para definição das probabilidades de riscos foi a *Árvore de Decisão* (BRIJAIN, 2014), que é resultado de um mapeamento de dados dentre uma série de escolhas relacionadas. Com base nesta sequência de mapeamento, e uma entrada de dados, foi possível definir a probabilidade da ocorrência de um determinado risco.

2.4.3 - Correlação de Variáveis

A correlação de variáveis (GOGTAY, 2017) foi utilizada para análise de fontes de dados relativos à ANEEL, onde foram empregadas ferramentas de *Business Intelligence* (BI). Foram realizados agrupamentos de dados por grupo técnico (Meio ambiente, Engenharia e Regulatório) e por região do Brasil. Através da situação de todos os eventos de todos os contratos de concessão foi possível definir a probabilidade histórica de um determinado evento atrasar ou não.

2.4.4 - Processamento Natural de Linguagem (NLP)

O NLP (do inglês, *Natural Language Processing*) (KANG, 2020) foi utilizado para as fontes de dados cujas informações são semi-estruturadas ou não estruturadas. Nesse método, foram extraídos diversos termos formados pelo agrupamento de palavras e, usando similaridade semântica textual, realizado o cruzamento entre os termos gerados com outro grupo de termos relativos às causas dos riscos que foram definidas pelos especialistas. O resultado originou um novo conjunto de termos, sendo estes classificados como termos relevantes e, em seguida, feitas as associações entre a fonte de dados e o(s) risco(s). A partir desta associação, a probabilidade do risco ocorrer foi calculada por equações matemáticas.

2.4.5 - Mapas de Calor Multicritério

O Mapa de Calor Multicritério foi o método utilizado para analisar riscos referentes à definição do traçado com o menor impacto possível para uma Linha de Transmissão. A análise foi possível com a utilização de programas com Sistema de Informação Geográfica (GIS). Cada uma das fontes de dados foi agrupada em áreas, sendo atribuídos pesos a elas. Além disso, foram atribuídos pesos para cada um dos parâmetros (informações) encontrados dentro de cada uma das fontes de dados. A definição da melhor técnica de análise espacial foi definida em função dos parâmetros encontrados em cada fonte: *Ponderação Manual, Distância Euclidiana, Slope, Densidade de Kernel, Análise de Hot Spot, Topo to Raster, IDW* (ponderação de distância inversa), *Soma Ponderada* e *Média Ponderada*.

2.4.6 - Estatística

Alguns métodos estatísticos foram empregados para a análise de dados, entre eles pode-se citar: a utilização das medidas de separatriz, modelagem de distribuição e análise de sobrevivência. Quando se considera as medidas de separatriz, tem-se a concepção de que existe uma separação dos dados ordenados de algumas formas, como, por exemplo, os *quartis* que dividem os

dados em quatro partes iguais. Assim, os dados podem ser agrupados (caracterizados) de acordo com essas medidas.

A técnica de modelagem de distribuição consiste no ajuste de distribuição para a caracterização dos dados a partir de uma distribuição de densidade de probabilidade (*Gama*, *Exponencial*, *Weibull* e *Normal*), com isso consegue-se observar os dados em termos de probabilidades.

A análise de sobrevivência é um ramo da estatística, geralmente utilizada quando o tempo for o objeto de interesse, como no caso de envelhecimento de equipamentos ou falha. A técnica estuda o tempo até a ocorrência de um evento ou o risco de ocorrência de um evento por unidade de tempo. Para este trabalho, foi usada a distribuição exponencial para a caracterização do tempo de sobrevivência.

2.5 Agregação dos Resultados dos Cálculos de Probabilidade e Impacto dos Riscos

Em aplicações no mundo real, existem situações em que não é razoável se assumir que uma boa alternativa é aquela que atende simultaneamente a todos os critérios. O tomador de decisão deve ponderar quão restritiva cada função objetivo é relevante e avaliar a consequência das suas escolhas. O operador OWA - *Ordered Weighted Averaging* - foi desenvolvido por Yager (YAGER, 1988) de forma a possibilitar soluções intermediárias, que não são completamente restritivas ou aditivas. A natureza do procedimento OWA depende de alguns parâmetros, que podem ser especificados por quantificadores *fuzzy* (lógica nebulosa). O operador é composto de diversas equações matemáticas que objetivam a segmentação dos riscos por áreas de interesse, fases do projeto e região geográfica. Também é possível ter a agregação em nível de projeto e portfólio.

2.6 Criação de *dashboards* de consulta

Para o desenvolvimento dos *dashboards* de consulta foram utilizadas duas ferramentas de gestão da informação: o Sistema de Informações

Gerenciais (SIG) (MARQUES, 2007) e o BI (RUD, 2009). Os *dashboards* foram todos concentrados em uma aplicação *website*, sendo formados por gráficos, mapas e tabelas. O tipo de *dashboard* elaborado para cada risco foi definido pelas informações presentes nas bases de dados bem como os resultados das modelagens obtidas através dessas informações. O *website* ainda contempla a inclusão de todos os fluxogramas elaborados, além de *dashboards* específicos para identificação das pendências não solucionadas na fase de implantação.

3. RESULTADOS

3.1 Identificação de Riscos e Fluxogramas

Uma extensa documentação sobre os riscos e processos de negócios de transmissão foi produzida ao longo do projeto, contendo para cada risco descrição, causa, impactos primário e secundário, entre outras informações. Posteriormente, foi elaborado um total de 31 fluxogramas organizados por temas e por áreas de interesse: 21 para Meio Ambiente, 3 para as áreas Engenharia de Implantação, 2 para Engenharia de O&M, 1 para Fundiário, 1 para Regulatório e 1 para Relação com Investidores/Novos Negócios.

3.2 *Dashboards* de consulta

O *website* desenvolvido apresenta um menu lateral para o usuário navegar por todo o conteúdo do sistema de gestão de riscos. O *dashboard* principal apresenta a evolução periódica do Grau de Risco Global do Projeto/Portfólio, bem como o Grau de Risco segmentado pelas áreas de interesse e fases do projeto, como pode ser visto na Figura 2.

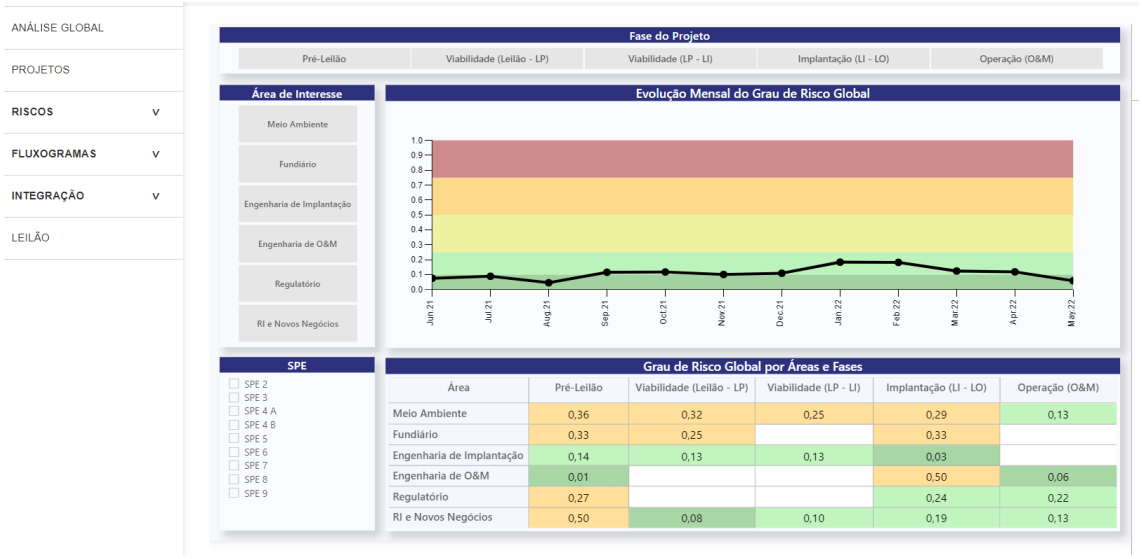


Figura 2 – Dashboard principal. (Fonte: Autores)

Acessando o menu Riscos, o usuário tem acesso a listagem de todos os riscos que foram identificados, as probabilidades e impactos (que podem ser editadas pelo usuário especialista em riscos), o resultado do Grau de Risco (probabilidade x impacto), além dos status, a fase, o projeto e também um *link* de acesso ao *dashboard* individual de análise de cada risco. Acessando os *links* de cada risco, o sistema abre uma nova janela com diversas informações do registro do risco, como as causas, impactos, método de modelagem utilizado, entre outros. A Figura 3 ilustra um exemplo do risco relacionado aos atrasos com relação ao cronograma físico das obras.

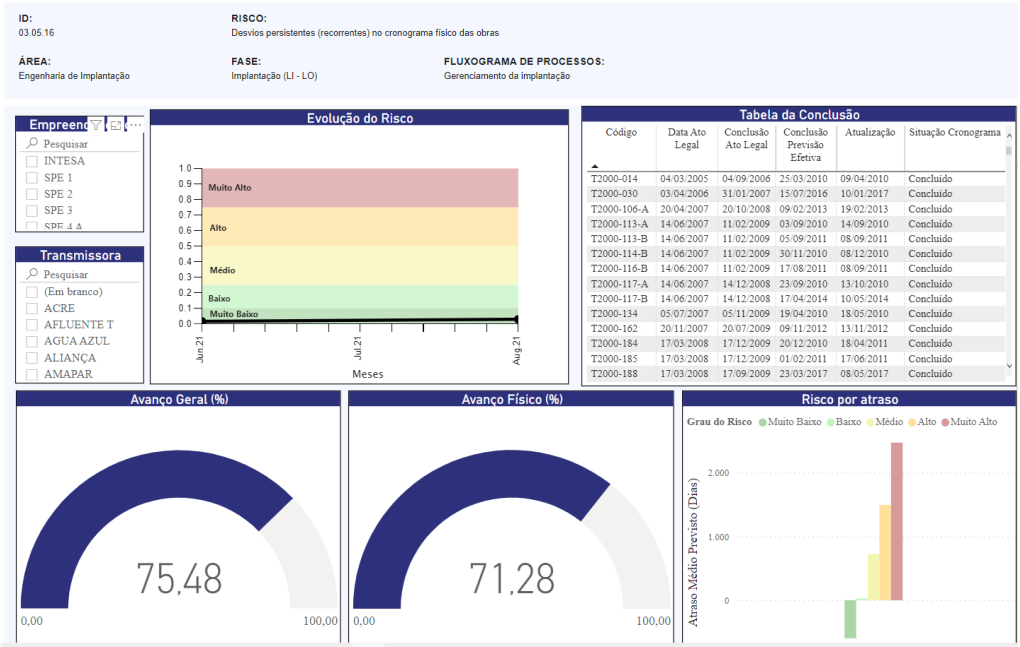


Figura 3 – Exemplo de desvios persistentes no cronograma físico das obras. (Fonte: Autores)

Os *dashboards* relacionados aos Mapas de Calor Multicritério, conforme Figura 4, possibilitam um estudo de um traçado ideal de uma LT, pois ela sobrepõe diversas informações espaciais, processa os dados e dá uma resposta sobre regiões de maior risco considerando atributos do meio físico, biótico e antrópico como maior declividade, susceptibilidade à erosão, vegetação nativa, presença de comunidades tradicionais e demais fatores relevantes para que o traçado evite regiões onde haja riscos de sobrecustos com obtenção de licenças e bem como eventuais atrasos no cronograma da obra. Outro ganho é propiciar maior embasamento na determinação da ida à campo dos técnicos para avaliação pontuais de alternativas traçadas.

As pendências não resolvidas das áreas de interesse Fundiário e Meio Ambiente da fase de implantação para a fase de operação também foram trabalhadas em *dashboards* específicos. Além do caráter gerencial desses *dashboards*, também se buscou um caráter informativo, visto que as equipes de operação geralmente não têm conhecimento do processo fundiário e de meio ambiente da fase de implantação.

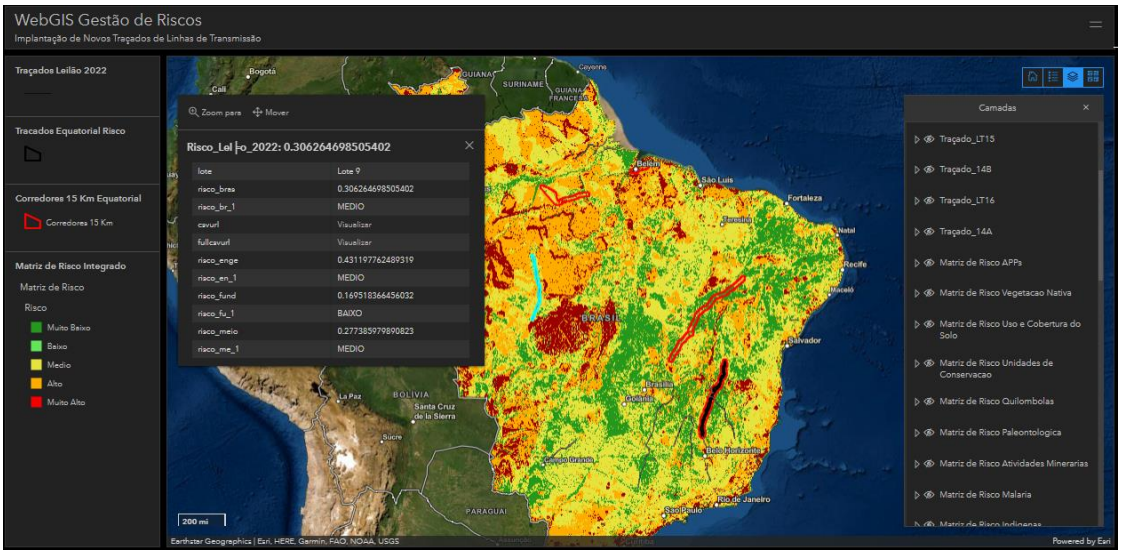


Figura 4 – Resultado da análise integrada dos Mapas de Calor Multicritério. (Fonte: Autores)

Na área Fundiário, buscou-se apresentar a localização das propriedades e informações diversas dos proprietários em função do status da negociação. Já para a área Meio Ambiente, as informações são relativas a: arqueologia, instalação de sinalizadores anti-colisão de avifauna, espeleologia, fauna, germoplasma, paleontologia, comunidades quilombolas, comunicação social, processos erosivos, Projetos de Recuperação de Áreas Degradadas (PRADs), e condicionantes de licenças ambientais.

4. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresenta um sistema de software para Gestão Integrada de Riscos em projetos de linhas de transmissão, bem como o mapeamento de riscos e processos que foram necessários para o desenvolvimento do sistema. Partindo de atividades que buscavam entendimento dos negócios de transmissão para 6 áreas de interesse e ao longo de 4 fases, obteve-se: 233 riscos identificados incluindo detalhes como causa e impacto para cada risco; 31 fluxogramas de processos de risco mapeados; um sistema computacional para processamento de dados contendo uma Aplicação Web para acompanhamento dos riscos através de *dashboards*. O sistema de

software desenvolvido e as informações mapeadas sobre riscos contribuirão para a gestão de negócios de transmissão, disponibilizando ferramentas analíticas multidisciplinares.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRIJAIN, M. et al. A survey on decision tree algorithm for classification. 2014.

GOGTAY, N. J., THATTE, U. M. Principles of correlation analysis. Journal of the Association of Physicians of India, v. 65, n. 3, p. 78-81, 2017.

KANG, Y. et al. Natural language processing (NLP) in management research: A literature review. Journal of Management Analytics, v. 7, n. 2, p. 139-172, 2020.

LIKAS, A., VLASSIS, N., VERBEEK, J. J. The global k-means clustering algorithm. Pattern recognition, v. 36, n. 2, p. 451-461, 2003.

MARQUES, W. L. Sistema de informações gerenciais. Clube de Autores (Managed), 2007.

RUD, O. P. Business intelligence success factors: tools for aligning your business in the global economy. John Wiley & Sons, 2009.

YAGER, R. R. On ordered weighted averaging aggregation operators in multicriteria decision making. IEEE Transactions on systems, Man, and Cybernetics, v. 18, n. 1, p. 183-190, 1988.

INVESTIGAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO NA REGIÃO NORTE DO PARANÁ PARA CONEXÃO DE AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Vinícius Dário Bacon[1]; Leonardo Bruno Garcia Campanhol[1]; João Donizete Delfino Junior[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo investigar o potencial eólico e levantar as curvas de perfis de vento na região do município de Apucarana-PR. Para isso é estudado o Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná, juntamente com os dados disponibilizados na plataforma *Weather Spark*. Uma vez que estes dados indicam a possibilidade de exploração do potencial eólico na região, realiza-se o levantamento de possíveis aerogeradores de pequeno porte disponíveis no mercado, dentro do escopo de micro e minigeração distribuída, aplicáveis à estes perfis de vento. Por fim, propõe-se uma estrutura de potência para o processamento da energia proveniente destes aerogeradores de pequeno porte. O sistema é composto por uma ponte retificadora não controlada de seis pulsos, um conversor CC/CC topologia *boost* controlado em corrente, responsável pelo rastreamento da máxima potência do aerogerador, e um conversor CC/CA monofásico topologia *full-bridge* controlado em corrente, responsável pela injeção da energia gerada na rede elétrica. O sistema completo é validado por meio de simulação computacional considerando a conexão de um aerogerador com potência nominal de aproximadamente 6 kW, onde constata-se o adequado funcionamento na extração da energia provinda dos aerogeradores e consequente injeção de energia na rede elétrica.

Palavras-chave: Aerogeradores; Potencial eólico; Geração de energia; Geração distribuída.

ABSTRACT

This paper aims to investigate the wind potential and the wind profile curves in the region around Apucarana city. Thus, the Wind Atlas of the Paraná State is studied, together with the Weather Spark platform. Once these data present the possibility of exploring the wind potential in the Paraná State, a survey of commercial low power wind turbines applicable to these wind profiles is carried out, within the micro and mini distributed generation scope. Finally, this work proposes a power structure for the processing of the energy delivered by low power wind turbines. This system is composed of an six-pulse diode rectifier bridge, a DC/DC boost converter controlled in current and responsible for the system maximum power point tracking and a full-bridge single-phase DC/AC converter with voltage and current control for connection to the electrical network. The system will undergo validation through computer simulation considering the connection of an approximately 6 kW wind turbine, where it is verified its proper functioning for the power extraction from the wind turbine, as well as the injection of the generated power in the utility grid is verified.

Keywords: Wind turbines; Wind potential; Power generation; Distributed generation.

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento significativo das discussões a respeito da sustentabilidade e meio ambiente, há uma crescente busca pela utilização de fontes de energia renováveis (BÚRIGO, 2016). Segundo dados disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia, referente ao ano de 2020, a matriz energética brasileira é composta em 48,4% por fontes de energia renováveis (Empresa de Pesquisa Energética, 2021). No entanto, a matriz elétrica ainda é bastante dependente dos recursos hídricos, representado 58,8% da potência instalada (ABEEÓLICA, 2020), sendo que a energia eólica ocupa a segunda posição com 10,1%.

A energia eólica vem amplamente conquistando o mercado nos últimos anos devido ao seu baixo impacto ambiental, reduzido tempo para a

implementação e operacionalização de turbinas eólicas, bem como custos mais atrativos (KREMES, 2016). Estudos técnicos e mapas eólicos desenvolvidos pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica indicam que os perfis de ventos brasileiros possuem grande capacidade para a geração eólica de energia elétrica, por apresentarem comportamentos uniformes e velocidade adequada. No entanto, em alturas de até 100 m, o vento é fortemente influenciado pelas condições de relevo, rugosidade do terreno e a presença de obstáculos. Para se utilizar adequadamente o recurso eólico da área de interesse, é de extrema importância realizar o levantamento do potencial eólico da região (PAVINATTO, 2005; SCHULTZ et al, 2007).

Todavia, ao avaliar o quantitativo total de unidades geradoras em sistemas de Geração Distribuída (GD), constata-se que os sistemas eólicos não apresentam uma participação tão expressiva. Conforme informações disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2022 chegamos a 965.986 unidades de GD instaladas no Brasil. Deste montante, apenas 93 unidades utilizam a cinética do vento (sistemas eólicos) como fonte para a geração de energia elétrica, contra 965.426 que utilizam a radiação solar (sistemas fotovoltaicos) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022). Isso mostra que, no Brasil, a expansão dos sistemas eólicos vem acontecendo predominantemente nas instalações elétricas em grandes parques eólicos, em sistemas de geração centralizada.

Diante de tal contexto, o presente trabalho busca investigar a viabilidade de utilização de sistemas eólicos para a geração de energia elétrica em instalações de GD, considerando a região da cidade de Apucarana-PR. Adicionalmente, é apresentado um sistema de potência para processamento ativo da energia proveniente de aerogeradores de pequeno porte. O sistema completo é validado por meio de simulação computacional considerando um aerogerador de potência nominal aproximada de 6 kW.

2. PERFIS DE VENTO NA CIDADE DE APUCARANA

Para investigar o potencial eólico da região de Apucarana-PR, o Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná foi consultado. A Figura 1 apresenta o mapa da velocidade média anual do vento para uma altura de $50\ m$ (SCHULTZ et al, 2007). Observando a região de Apucarana, destacada pelo retângulo em vermelho, nota-se que em algumas áreas (em amarelo) a velocidade do vento pode alcançar até $6\ m/s$.

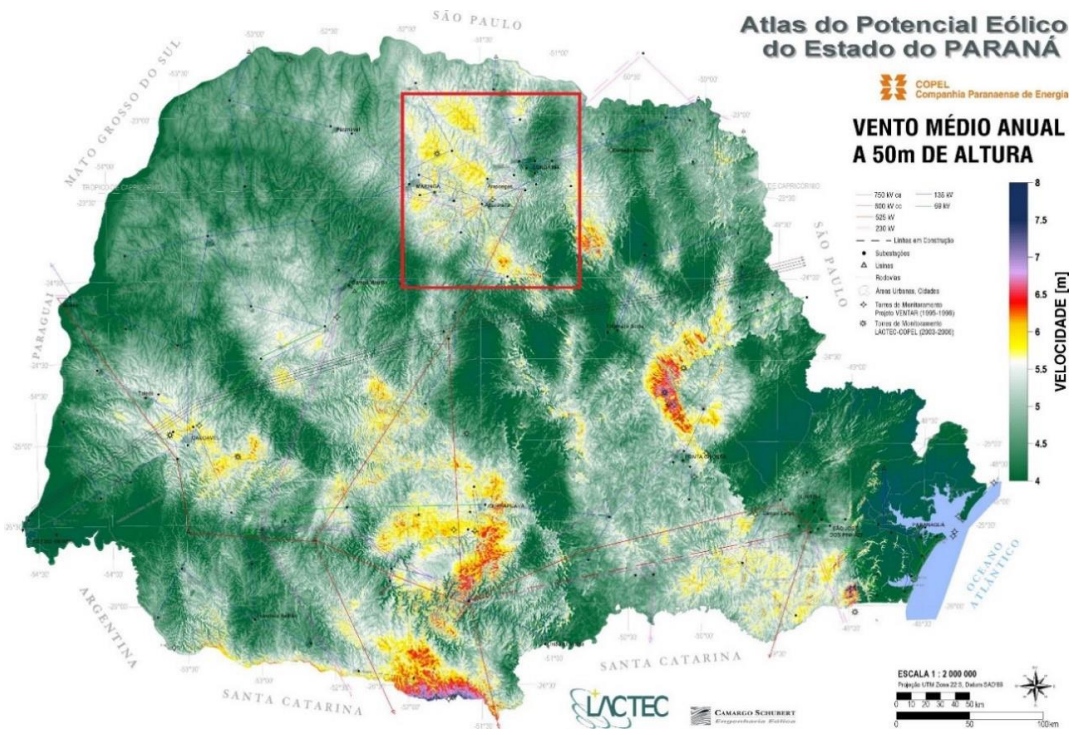


Figura 1 – Mapa da velocidade média anual do vento no Paraná para uma altura de $\mathbf{50\ m}$

Uma vez que aerogeradores de pequeno porte são normalmente aplicados em alturas de aproximadamente $10\ m$, foi utilizada a plataforma online *Weather Spark* para complementar os estudos. Através do gráfico da Figura 2, observa-se um pico médio anual de $13\ km/h$ ($3{,}61\ m/s$) e uma velocidade média mínima de $9{,}2\ km/h$ ($2{,}56\ m/s$) (WEATHER SPARK, 2020).

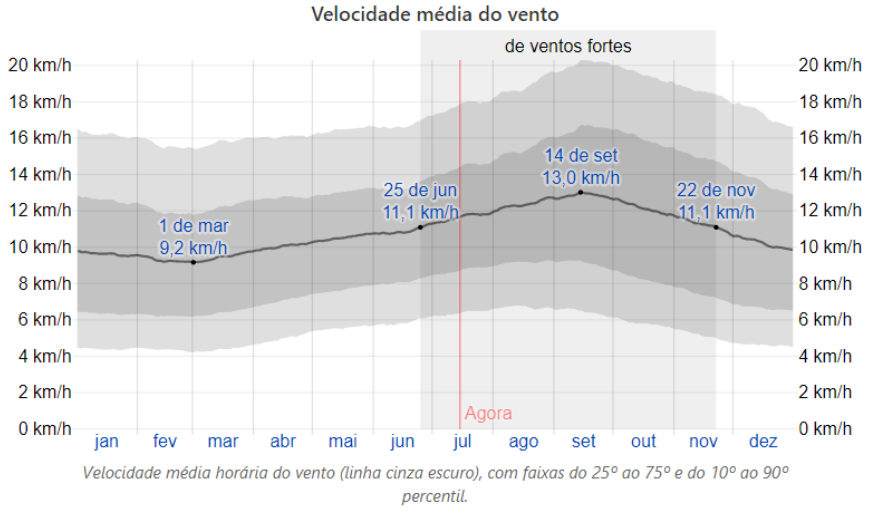


Figura 2 – Velocidade do vento em Apucarana para uma altura de $\mathbf{10}\ \boldsymbol{m}$ para 2021

Os dados apresentados na Figura 1 são obtidos através da combinação de medidas anemométricas e modelos digitais de terreno, aplicados a um modelo numérico denominado *MesoMap* (SCHULTZ et al, 2007). Na Figura 2, os dados são oriundos do método conhecido como Análise Retrospectiva da Era Moderna (WEATHER SPARK, 2020). Neste caso, há a combinação de diversas medições de uma área ampla em um modelo meteorológico global de última geração, resultando na reconstrução de um histórico das condições meteorológicas da região.

Embora os dados apresentados indiquem a possibilidade de exploração do potencial eólico da região em estudo, o perfil de vento obtido a partir de modelos matemáticos está atrelado a incertezas sobre o perfil do vento quando analisadas regiões específicas. Deste modo, para que as nuances de cada localidade possam ser consideradas, leituras anemométricas mais precisas devem ser realizadas.

Deste modo, foram coletados dados anemométricos de um sistema de medição instalado nas dependências da UTFPR campus Apucarana, medidos a uma altura aproximada de $15\ m$, em latitude e longitude de (−23,551379525,−51,428733104), durante o mês de julho de 2021. Como resultado, obteve-se os perfis de vento mostrados nas Figuras 3, 4 e 5.

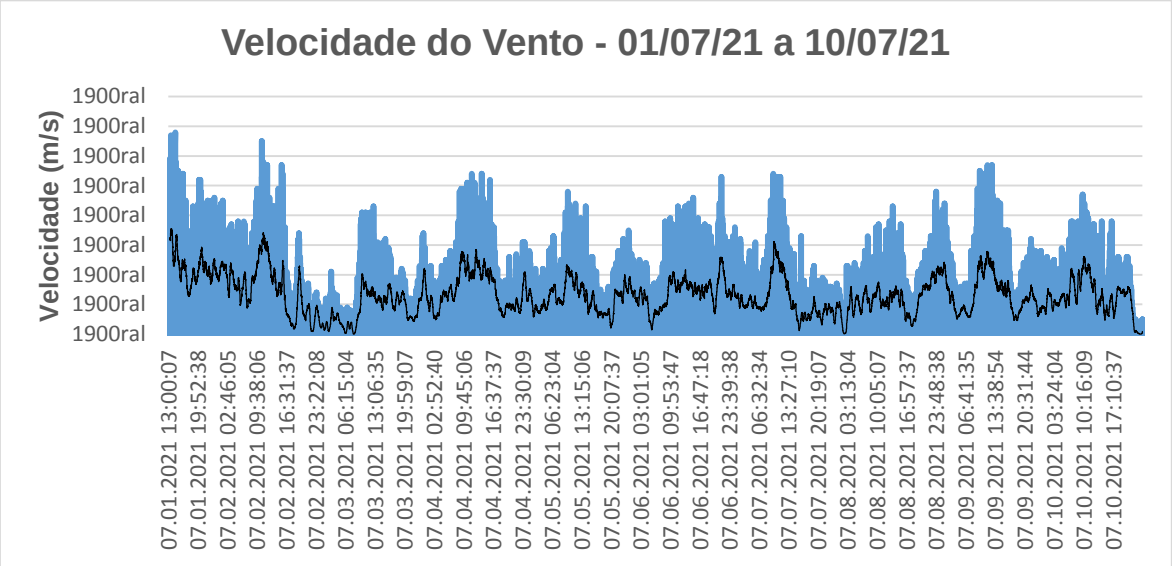


Figura 3 – Velocidade do vento na UTFPR Apucarana para uma altura de 15 m no intervalo de 01/07/21 a 10/07/21

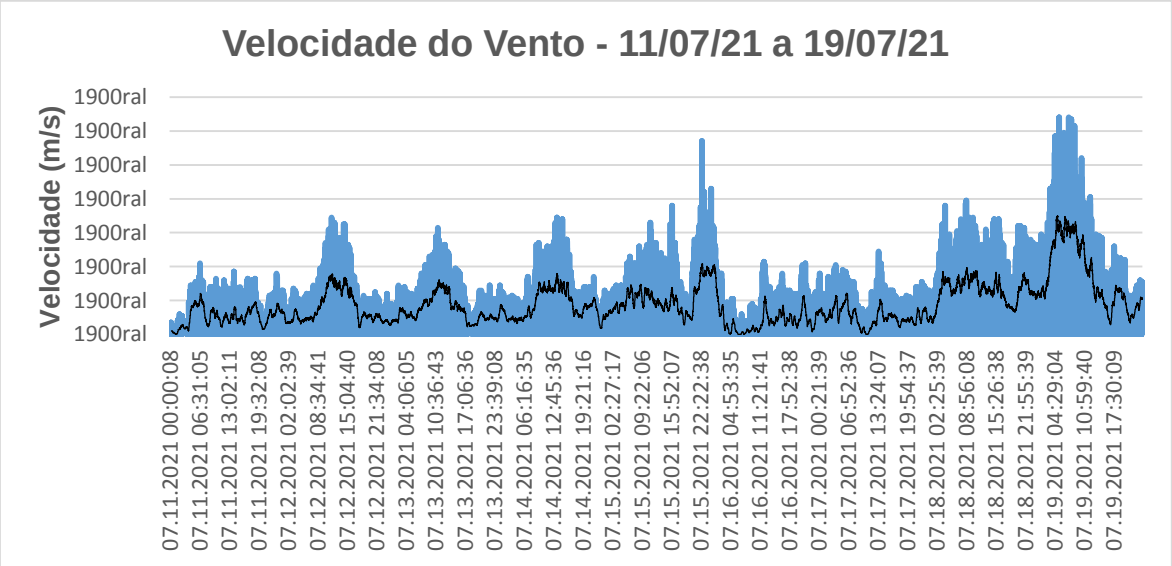


Figura 4 – Velocidade do vento na UTFPR Apucarana para uma altura de 15 m no intervalo de 11/07/21 a 19/07/21

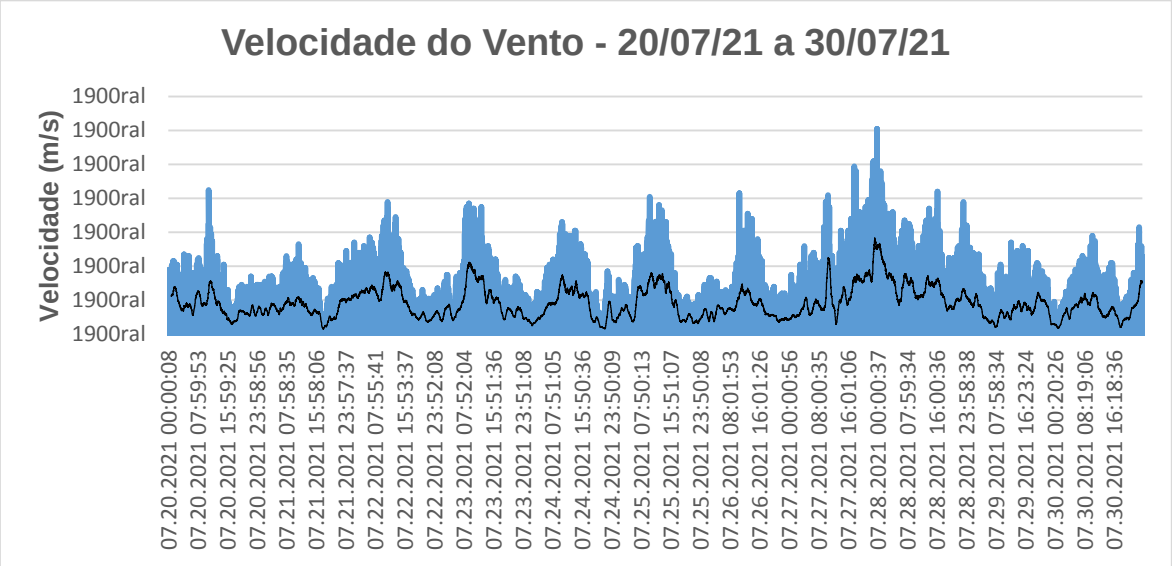


Figura 5 – Velocidade do vento na UTFPR Apucarana para uma altura de $15\,m$ no intervalo de 20/07/21 a 30/07/21

2.1 Aerogeradores comerciais aplicáveis à região de Apucarana

Como discutido anteriormente, em alturas próximas de $10\,m$ a velocidade média do vento varia entre $2{,}56$ e $3{,}61\,m/s$ (Figura 2), enquanto em alturas próximas de $50\,m$ essa velocidade pode chegar em até $6\,m/s$ (Figura 1). Além disso, embora seja necessária a coleta de um número maior de dados no decorrer de um ano, conforme mostrado nas Figuras 3, 4 e 5, as medidas anemométricas obtidas indicam que velocidades maiores que $6\,m/s$ podem incidir em alturas de $15\,m$ com uma certa regularidade. Outro importante fator observado é que o vento nesta altura possui uma certa turbulência, apresentando variações bruscas de velocidade.

Nestes parâmetros, turbinas de eixo vertical apresentam um bom comportamento com as características de vento observadas. Todavia, aerogeradores de pequeno porte também compartilham de tais características, além de possuírem uma maior eficiência e maior facilidade para serem encontradas comercialmente. Visto isto, a Tabela 1 apresenta alguns modelos com potencial de operação disponibilizados pela empresa Enersud.

Tabela 1 – Aerogeradores de pequeno porte aplicáveis à região de Apucarana

Empresa	Modelo	Diâmetro de Hélice (m)	Velocidade de Partida (m/s)	Velocidade Nominal (m/s)	Potência Nominal (W)	Sistema Elétrico	Tensão de Saída (V)
Enersud	Gerar 246	2,46	2	12,5	1000	Trifásico	24/48/220/400
Enersud	Gerar Extreme	2,46	2,2	13	1200	Trifásico	12/24/48
Enersud	Verne 555	5,55	2,2	12,5	6000	Trifásico	120/240/400

3. SISTEMA PARA CONEXÃO DO AEROGERADOR À REDE ELÉTRICA

A Figura 6 apresenta a estrutura de potência do sistema proposto para conexão de aerogeradores de pequeno porte à rede elétrica. De modo geral, o sistema consiste no aerogerador em si, uma ponte retificadora trifásica não controlada de seis pulsos, um conversor CC-CC topologia *boost* e um inversor monofásico topologia *full-bridge*. Essa estrutura tem por objetivo a simplicidade e baixo custo para implementação.

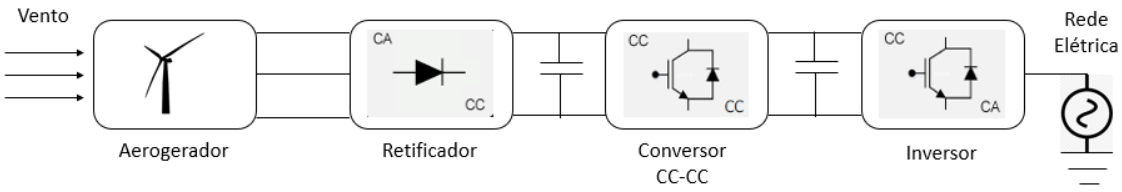


Figura 6 – Estrutura de potência do sistema de processamento de energia.

O retificador de seis pulsos é responsável por gerar o barramento CC dada à tensão trifásica obtida nos terminais de saída do aerogerador, compondo o primeiro estágio de potência do sistema. No segundo estágio, o conversor CC/CC *boost*, controlado em corrente, realiza a extração da máxima potência fornecida pelo aerogerador, via um algoritmo de MPPT (*Maximum Power Point*

Tracking). O terceiro estágio consiste no inversor monofásico *full-bridge*, com controle de tensão no barramento CC e controle de corrente de saída, responsável pela injeção da energia gerada pelo aerogerador na rede elétrica. O sincronismo do sistema com a rede elétrica é realizado por meio de algoritmo PLL (*Phase-Locked Loop*).

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A Figura 7 mostra o sistema completo implementado via *software PSim*. Nas simulações considerou-se um aerogerador de potência nominal aproximada de 6 kW, bem como o acionamento dos conversores de potência utilizando controle em malha fechada.

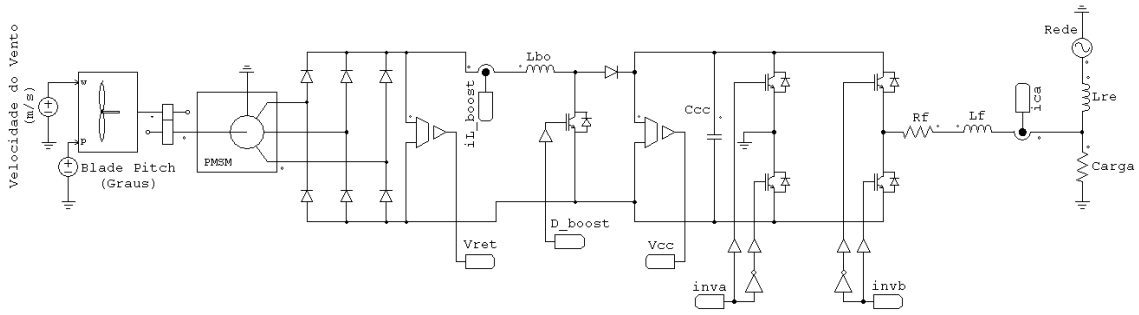


Figura 7 – Sistema completo implementado no *software PSim*.

Na Figura 8 são mostrados os resultados para uma incidência de vento com velocidade para potência nominal ($12{,}5\ \mathrm{m/s}$), e considerando a conexão de uma carga com consumo aproximado de 50% da potência gerada.

Nas Figuras 8(a) e 8(c) as correntes da rede (i_{sa}) e da carga (i_{La}) possuem um valor eficaz em torno de $22{,}77\ \mathrm{A}$, enquanto a corrente do inversor (i_{ca}), Figura 8(b), apresenta valor eficaz em torno de $44{,}37\ \mathrm{A}$. Isto denota que o sistema está fornecendo toda a energia demandada pela carga, e o excedente injetado na rede elétrica (corrente i_{ca} em contra fase com a tensão v_{sa}). Já na Figura 8(d) tem-se que a tensão retificada (v_{ret}) apresenta um valor de aproximadamente $150{,}8\ \mathrm{V}$. A corrente média no indutor do boost (iL_{boost}) é de $38{,}56\ \mathrm{A}$ e a tensão média do barramento CC (v_{cc}) do inversor é $300{,}11\ \mathrm{V}$, com

ondulação de $\pm 3{,}36$ V. As tensões $v_{ab_{aero}}, v_{bc_{aero}}, v_{ca_{aero}}$ e correntes $i_{a_{aero}}, i_{b_{aero}}, i_{c_{aero}}$ fornecidas pelo aerogerador são apresentadas na Figura 8(e).

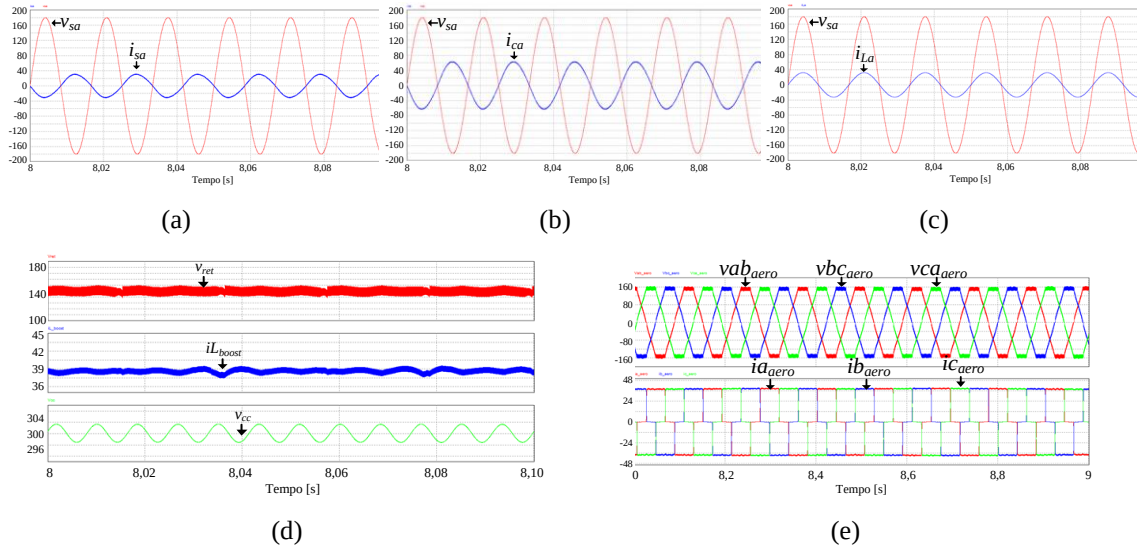


Figura 8 – Resultados do sistema com carga consumindo cerca de metade da potência nominal: (a) tensão e corrente da rede; (b) tensão da rede e corrente do inversor; (c) tensão da rede e corrente da carga; (d) tensão retificada, corrente no indutor do *boost* e tensão no barramento CC; (e) tensões e correntes do retificador

Quando uma carga, capaz de consumir o equivalente à toda potência nominal da geração, é adicionada ao sistema (Figura 9), verifica-se que toda a corrente i_{ca} segue para a carga enquanto i_{sa} fica em torno de zero. Uma vez que não foram modificados os parâmetros referentes ao modelo de aerogerador e conversores, nota-se que a corrente i_{ca}, tensão v_{ret}, corrente iL_{boost}, tensão v_{cc}, tensões $v_{ab_{aero}}, v_{bc_{aero}}, v_{ca_{aero}}$ e correntes $i_{a_{aero}}, i_{b_{aero}}, i_{c_{aero}}$ não sofreram alterações, demonstrando que o sistema se comporta corretamente dada as variações de carga.

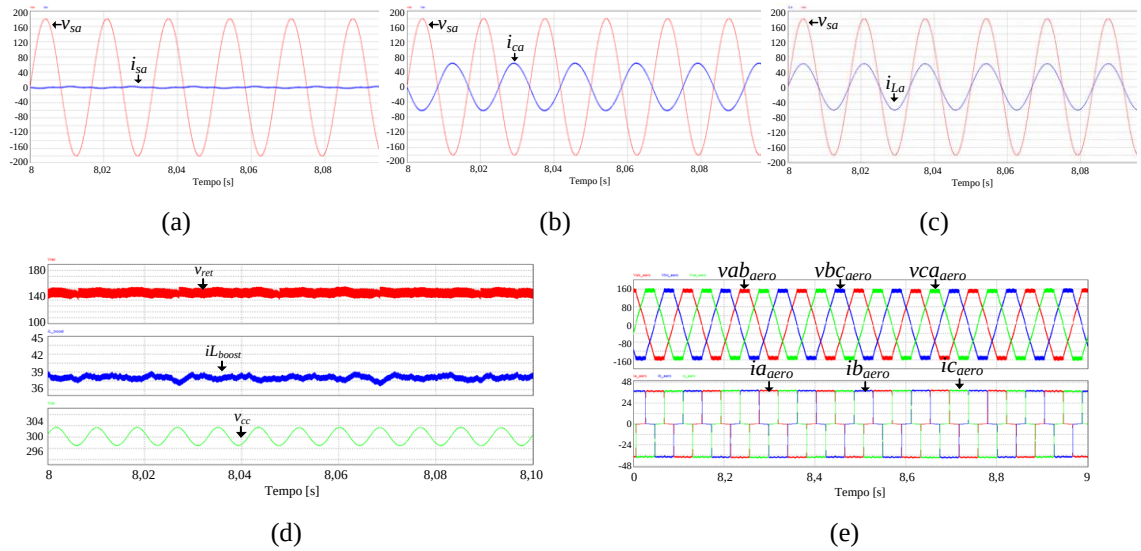


Figura 9 – Resultados do sistema com carga consumindo a potência nominal: (a) tensão e corrente da rede; (b) tensão da rede e corrente do inversor; (c) tensão da rede e corrente da carga; (d) tensão retificada, corrente no indutor do *boost* e tensão no barramento CC; (e) tensões e correntes do retificador

5. CONCLUSÃO

Com o auxílio do mapa do potencial eólico do estado do Paraná, juntamente com os dados obtidos pela plataforma *Weather Spark*, levantou-se os perfis de vento na região de Apucarana-PR. Além disso, foram analisados os dados anemométricos obtidos no campus de Apucarana da UTFPR. Tendo em mãos tais informações, é possível constatar que a região de Apucarana possui potencial para geração de energia a partir de aerogeradores de pequeno porte.

De forma complementar, levantou-se aerogeradores de pequeno porte comerciais com potencial de geração na região delimitada e um sistema para realizar sua conexão à rede elétrica foi proposto. O sistema de conexão foi validado através de uma implementação via software, considerando um aerogerador com características semelhantes aos encontrados comercialmente. Tal sistema foi capaz de realizar a extração da potência gerada bem como sincronizá-la e injetá-la na rede elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. Boletim anual de geração eólica 2020. 2021. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>. Acesso em: 10 de jul. de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 02 de mai. de 2022.

BÚRIGO, L. R. Estudo de um sistema para conexão de aerogeradores de pequeno porte com a rede elétrica. 2016. 211f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço energético nacional 2021: Relatório síntese/ Ano base 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 13 de jul. de 2021.

KREMES, W. de J. Retificador bridgeless SEPIC PFC com rastreamento de máxima potência para processar energia elétrica de um sistema eólico de pequeno porte. 2016. 234f. Dissertação de Mestrado – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2016.

PAVINATTO, E. F. Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica. 2005. 173f. Tese de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

SCHULTZ, D. J. et al. Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná. Curitiba, 2007.

WEATHER SPARK. Condições meteorológicas médias de Apucarana. Disponível em: <https://pt.weatherspark.com/y/29743/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Apucarana-Brasil-durante-o-ano>. Acesso em: 26 de abr. de 2022.

LEVANTAMENTO DO PERFIL DE CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS NO ESTADO DE MINAS GERAIS

Carlos Eduardo Alves Damasceno[1]; João Vitor Gomes de Araújo[1]; Júlia Oliveira Fernandes[1]; Jáder Fernando Dias Breda[1]; Cleiton Rocha Sudré[1]; Thiago Franchi Pereira da Silva[1]
Fidel Edson Souza[1]

[1]*Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri*

RESUMO

Ao conhecer melhor a estrutura do perfil do consumidor residencial de energia elétrica, em específico deste trabalho, do Estado de Minas Gerais, é factível que este sirva de base para posteriores estudos de adesão a diferentes cobranças tarifárias e até uma possível implantação de novas técnicas e hábitos de uso eficiente da eletricidade, no intuito de redução de consumo de energia. Este trabalho apresenta o levantamento de um perfil médio de consumo de energia elétrica, referente aos dias úteis e aos fins de semana, elaborado com base nos dados extraídos da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos (PPH), aplicada na classe residencial do Estado de Minas Gerais. Em relação aos resultados obtidos, obteve-se um perfil de consumo diário para os dias úteis da semana e outro perfil para os fins de semana. Ambos os perfis apresentaram um consumo de energia elétrica relativamente baixo durante a maior parte do dia. Porém, entre o horário das 18:00 horas às 20:00 horas, ocorre um pico de consumo de energia elétrica devido à grande utilização de equipamentos elétricos durante este período, com destaque para aparelhos com alta potência, como chuveiros elétricos. Por fim, conclui-se que os resultados apresentados em relação aos perfis médios levantados demonstram que o consumidor de energia elétrica do Estado de Minas Gerias concentra grande parte do seu consumo de energia elétrica nos intervalos das 18:00 horas às 20:00 horas para todos os dias da semana,

seguindo uma tendência nacional de grande consumo de energia elétrica em horários de pico do sistema nacional.

Palavras-chave: Perfil de consumo; Consumo de energia elétrica; Consumidores residenciais; Minas Gerais.

ABSTRACT

By knowing better, the structure of the residential electricity consumer profile, specifically in this work, in the State of Minas Gerais, it is feasible that this will serve as a basis for further studies of adherence to different tariff collections and even a possible implementation of new techniques and habits of efficient use of electricity, in order to reduce energy consumption. This paper presents a survey of an average profile of electricity consumption, referring to working days and weekends, based on data extracted from the Survey of Possession and Habits of Use of Electrical Equipment (PPH), applied to the residential class. of the State of Minas Gerais. Regarding the results obtained, a daily consumption profile was obtained for the working days of the week and another profile for the weekends. Both profiles presented a relatively low consumption of electrical energy during most of the day. However, between 6:00 pm and 8:00 pm, there is a peak in electricity consumption due to the large use of electrical equipment during this period, especially high-power appliances, such as electric showers. Finally, it is concluded that the results presented in relation to the average profiles surveyed demonstrate that the electricity consumer in the State of Minas Gerais concentrates a large part of their electricity consumption in the intervals from 18:00h to 20:00h to every day of the week, following a national trend of high consumption of electricity at peak times of the national system.

Keywords: Consumption profile; Electric power consumption; Residential consumers; Minas Gerais.

1. INTRODUÇÃO

Com o passar dos anos, a energia elétrica torna-se cada vez mais importante. Destaca-se que, há um consumo cada vez maior de energia

elétrica por parte dos consumidores residenciais com o avanço de produtos eletrônicos e eletrodomésticos. Segundo a Aneel (2010), os consumidores residenciais são responsáveis pela maior demanda de recursos do setor de energia elétrica no cenário nacional.

Tendo em vista este fato, com o objetivo de conhecer melhor a estrutura de perfil do consumidor residencial de energia elétrica do Estado de Minas Gerais, segundo estado mais populoso do país. Utilizando de base para posteriores estudos de adesão a diferentes cobranças tarifárias e até uma possível implantação de novas técnicas e hábitos de uso eficiente da eletricidade. Com intuito de redução de consumo de energia, este trabalho tem como objetivo traçar um perfil médio de consumo de energia elétrica. Que se refere aos dias úteis e aos fins de semana, elaborado com base nos dados extraídos da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos (PPH), aplicada às classes residenciais do Estado de Minas Gerais (DAMASCENO, 2022).

Destaca-se que, a PPH é uma pesquisa declaratória que traça um perfil da posse e hábitos de consumo de equipamentos elétricos nos setores residenciais, comerciais e industriais, com o intuito de avaliar o mercado de eficiência energética nas cinco regiões do Brasil.

A PPH, realizada pela Eletrobrás por meio do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), entre julho de 2018 a abril de 2019, foi aplicada em todo cenário nacional totalizando 18.775 questionários. Em Eletrobrás (2019), estão disponíveis os relatórios técnicos da pesquisa, sendo possível acessar o relatório que abrange todo cenário nacional. O site da Eletrobrás também apresenta o *software* de análises estatísticas PPH *Web*, no qual é possível acessar os dados da pesquisa.

Salienta-se que a PPH não expõe qual seria o perfil médio de consumo de energia elétrica de cada região em que a mesma foi aplicada. Logo, neste trabalho, busca-se traçar um perfil médio de consumo de energia elétrica para o estado de Minas Gerais, tendo como base os dados apresentados na PPH.

2. METODOLOGIA

Para traçar um perfil médio de consumo de energia elétrica com base na PPH aplicada às unidades consumidoras residenciais de Minas Gerais, foram utilizados como base somente os dados referentes a PPH aplicada neste estado, considerando 1.100 questionários. A partir das informações disponíveis na pesquisa, buscou-se extrair os seguintes dados: equipamentos elétricos utilizados; horários de utilização de cada equipamento; frequência de uso semanal de cada equipamento; e potência (em Watts) de cada equipamento. Os critérios utilizados para obtenção desses dados são apresentados nos subtópicos a seguir.

2.1 Escolha dos equipamentos

Tendo em vista a vasta quantidade de equipamentos eletrodomésticos presentes na pesquisa, utilizou-se como critério de escolha de presença para cada equipamento, o mesmo estar presente em 50% ou mais dos domicílios da pesquisa.

Já, no que tange a escolha da quantidade de um mesmo tipo de equipamento por domicílio, baseou-se nos critérios utilizados pela própria PPH, que para a seleção das medidas de posição e as de variabilidade, de todas as variáveis das distribuições de probabilidade arroladas na pesquisa, adotaram-se os seguintes critérios.

• Quando o coeficiente de variação de Pearson apresenta valor menor do que 50%, a estatística considerada foi à média;

• Sendo o coeficiente de Pearson superior a 50%, adotou-se a mediana, sob a condição de que o coeficiente de Thorndike fosse menor do que a referida frequência relativa;

• No caso em que os dois coeficientes apresentaram um valor superior a 50%, a medida de posição considerada foi à moda.

Em relação aos coeficientes apresentados, o coeficiente de variação de Pearson é a razão entre o desvio padrão e a média referentes a dados de uma

mesma série. Já o coeficiente de Thorndike é o quociente entre o desvio padrão e a mediana (GRANZOTTO, 2002).

Na Tabela 1 (ELETROBRAS, 2019b), é apresentada a posse média de um dos equipamentos por domicílio da PPH para o Estado de Minas Gerais, Região Sudeste e Brasil, na qual CV_1 refere-se ao coeficiente de variação de Pearson e CV_2 refere-se ao coeficiente de Thorndike. Considerando os valores apresentados na Tabela 1, quanto a quantidade de televisores por domicílio, escolheu-se a moda, tendo em vista que ambos os coeficientes apresentam valores superiores a 50%.

Tabela 1 – Posse média de televisores por domicílio

Especificações	Medidas	Minas Gerais	Sudeste	Brasil
Quantidade de Televisor no domicilio	Média	1,52	1,47	1,29
	Mediana	1,00	1,00	1,00
	Moda	1,00	1,00	1,00
	Desvio Padrão	0,78	0,70	0,62
	CV_1%	51,67	47,70	48,30
	CV_2%	78,35	70,29	62,41
	N	1.100	3,925	18,775

2.2 Horários e frequência de uso de cada equipamento

A escolha dos horários de utilização para cada um dos equipamentos foi realizada considerando os períodos em que ocorrem maior percentual de uso de cada aparelho. A definição do tempo de uso total diário para cada equipamento foi realizada escolhendo-se o tempo de utilização mais presente nas residências da pesquisa.

Em referência a frequência de uso, os equipamentos selecionados que apresentam frequência de uso intensa (6 a 7 vezes por semana), foram definidos como utilizáveis em todos os 7 dias da semana. Os equipamentos com frequência de utilização média (de 2 a 3 vezes por semana), ou pequena (1 vez por semana), foram definidos como utilizáveis apenas nos fins de semana.

A Figuras 1 e 2 (ELETROBRAS, 2019a), apresentam os dados de um dos equipamentos presentes na PPH versão *Web*, o ventilador. Levando em conta os dados apresentados Figura 1, definiu-se este equipamento como utilizável em todos os sete dias da semana, tendo em vista que o mesmo apresenta frequência de utilização intensa.

No que se refere ao tempo de utilização, considerou-se que o aparelho é utilizado durante nove horas diárias, valor correspondente, a aproximadamente, a média de tempo entre o intervalo de 6:01 horas a 12:00 horas de uso, como destacado em vermelho na Figura 2.

Sobre os horários de utilização, escolheu-se o período das 21:00 horas às 06:00 horas, como destacado em vermelho na Figura 2, pois estes são os horários em que ocorre um maior percentual de uso do ventilador nas residências.

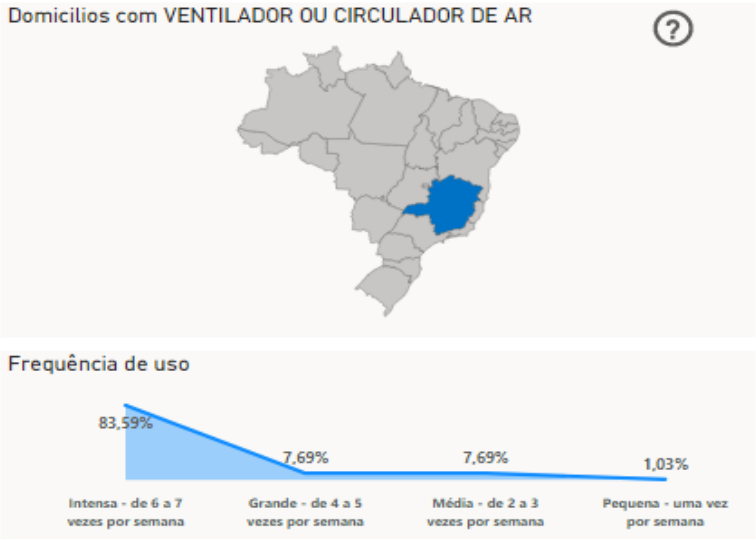


Figura 1 – Dados da PPH sobre a Frequência de utilização de ventiladores

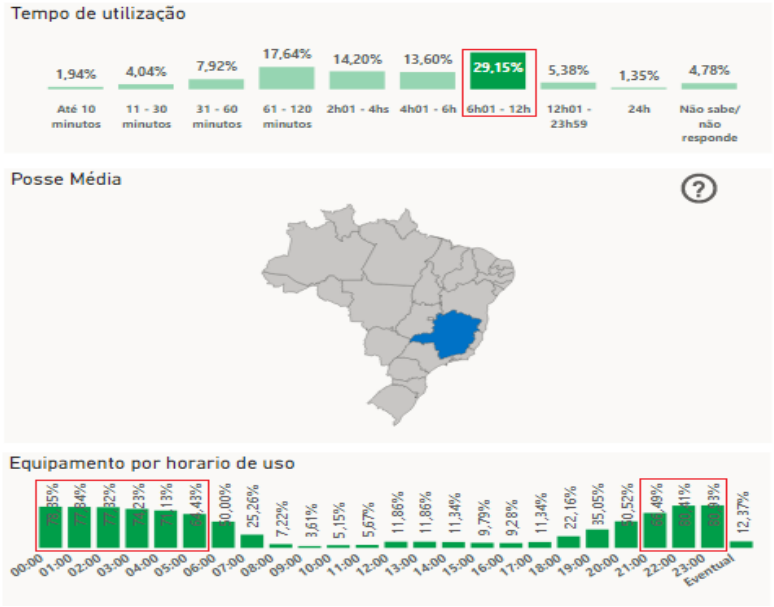


Figura 2 – Dados da PPH sobre o tempo de utilização dos ventiladores

2.3 Critérios de escolha da iluminação

Na PPH em questão, a iluminação está relacionada com os cômodos, logo, os critérios para escolha de quais cômodos fariam parte da unidade consumidora, foram de o cômodo estar presente em 50% ou mais dos domicílios da pesquisa.

Para definição da quantidade de lâmpadas e quais os valores de potência de cada uma, baseou-se na posse média por tipo de lâmpada referente a cada cômodo.

2.4 Definição de potência dos equipamentos

A PPH em questão não apresenta os valores médios de potência por equipamento, exceto para iluminação. Os valores de potência determinados para cada equipamento escolhido para unidade consumidora hipotética foram definidos com base na tabela de potência média dos equipamentos apresentados no manual de consumo consciente de energia, disponibilizado pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), por meio do seu programa de Eficiência Energética, regulado pela Aneel, disponível em (COSERN, 2017, p.15-16).

2.5 Considerações realizadas

Embora a PPH seja muito completa, ainda faltam alguns dados para certas situações que são essenciais para realização deste trabalho, sendo assim, necessário realizar algumas considerações para sua execução.

Ressalta-se que alguns equipamentos da PPH não apresentam percentual de uso por período (horas), como liquidificador e micro-ondas. Sendo assim, os horários de utilização desses aparelhos foram considerados dentro do intervalo das 12:00 horas às 13:00 horas, supondo esse horário como bastante provável para utilização dos mesmos.

Em relação aos televisores, a PPH não apresenta tempo de uso diário para este equipamento. Logo, considerou-se o tempo médio de uso em 5 horas diárias, baseando-se no tempo médio de uso diário dos aparelhos eletrodomésticos apresentados no manual de consumo consciente de energia disponibilizado pela Cosern.

No tocante às lâmpadas, a PPH também não apresenta tempo de uso diário para estes equipamentos. Com isso, adotou-se o tempo de uso em 4 horas diárias para a cozinha, 3 horas para a sala, 2 horas para cada um dos quartos e 1 hora de utilização para a lâmpada do banheiro. Os horários de utilização foram determinados de acordo com os períodos da pesquisa em que são apresentados maiores percentuais de uso deste equipamento.

2.6 Cálculo de consumo dos equipamentos

A partir dos valores de potência e horários de utilização de cada equipamento, é possível calcular o consumo de energia elétrica (kWh) dos mesmos. Segundo Silvestrin (2019), o cálculo do consumo de cada equipamento pode, como apresentado na equação (1).

$$C = \frac{P * T}{1000} \quad (1)$$

No qual, *C* corresponde ao consumo do equipamento (kWh); *P* a potência do equipamento (Watts); e *T* ao período de utilização do equipamento (horas).

Os valores de consumo obtidos de cada equipamento foram organizados em uma planilha no *Software Microsoft Excel.* Buscou-se traçar um perfil de consumo diário de energia elétrica em (kWh) para os dias úteis e outro para os fins de semana, apresentando uma curva de carga referente a cada um dos perfis de consumo. Para isso, foram elaboradas duas planilhas, de modo que cada uma contivesse os valores de consumo de energia elétrica de hora em hora, em um período de 24h.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Tabela 2 (DAMASCENO, 2022) são apresentados os valores obtidos através dos critérios utilizados para obtenção dos dados da PPH aplicada às classes residenciais do Estado de Minas Gerais. Nos dados apresentados estão os equipamentos selecionados, valores de potência, horários de utilização, frequência de uso e o consumo diário de energia elétrica de cada equipamento.

Tabela 2 **–** Valores obtidos no levantamento de dados

Equipamento	Potência (Watts)	Horário de Uso	Frequência de uso (Dias)	Consumo (kWh/dia)
Refrigerador 1 porta	23	24/dia	7	0,5520
TV LCD 32”	70	18:00 – 23:00	7	0,3500
Micro - ondas	1.150	12:30 – 12:35 20:00 – 20:05	7	0,0958 0,0958
Ventilador	100	21:00 – 06:00	7	0,9000
Lava Roupas	400	09:00 – 10:00	Apenas Fins de Semana	0,4000
Liquidificador	200	12:30 – 12:35	Apenas Fins de Semana	0,0167
Carga Celular 1	5	12:00 – 15:00	7	0,0150
Carga Celular 2	5	19:00 – 22:00	7	0,0150
Chuveiro elétrico	4.400	19:00 – 19:08 19:20 – 19:28 19:30 – 19:38 19:50 – 19:58	7	0,5867 0,5867 0,5867 0,5867
Lâmpada 1 (cozinha)	12	18:00 – 22:00	7	0,0480
Lâmpada 2	12	19:00 – 22:00	7	0,0360

(Sala)				
Lâmpada 3 (Banheiro)	12	19:00 – 20:00	7	0,0120
Lâmpada 4 (Quarto 1)	12	19:00 – 21:00	7	0,0240
Lâmpada 5 (Quarto 2)	12	19:00 – 21:00	7	0,0240
Consumo Total Diário – Dias Úteis (kWh/dia)				4,5144
Consumo Total Diário – Fins de Semana (kWh/dia)				4,9311

A partir dos dados expostos na Tabela 2, compreende-se que: em média, as residências do Estado de Minas Gerais apresentam apenas um aparelho televisor, sendo ele utilizado geralmente no período da noite. Em relação ao aparelho refrigerador, a maioria das residências deste estado utilizam o modelo simples de uma porta.

Na Tabela 2, também são apresentados os valores de consumo diário total de energia elétrica. Sendo que, 4,5144 kWh correspondem ao consumo diário em dias úteis da semana e, em relação aos fins de semana, têm-se 4,9311 kWh consumidos ao longo do dia.

3.1 Perfil médio de consumo em dias úteis

A partir dos dados apresentados na Tabela 2, utilizando do *Software Microsoft Excel*, traçou-se um perfil de consumo médio diário para os dias úteis da semana e outro perfil médio para os fins de semana. Nestes perfis levantados, são apresentados os valores de energia (kWh) consumida de hora em hora em um período total de 24 horas.

A Figura 2 (DAMASCENO, 2022), exibe o perfil médio de consumo diário em dias úteis. A partir do gráfico nota-se um consumo de energia relativamente baixo na maior parte do período diário, como pode ser observado entre 00:00 horas e as 17:00 horas, não ultrapassando os 0,3kWh de consumo. Porém, tem-se um pico de consumo de energia de 18:00 horas às 20:00 horas, chegando a um consumo de 2,5kWh.

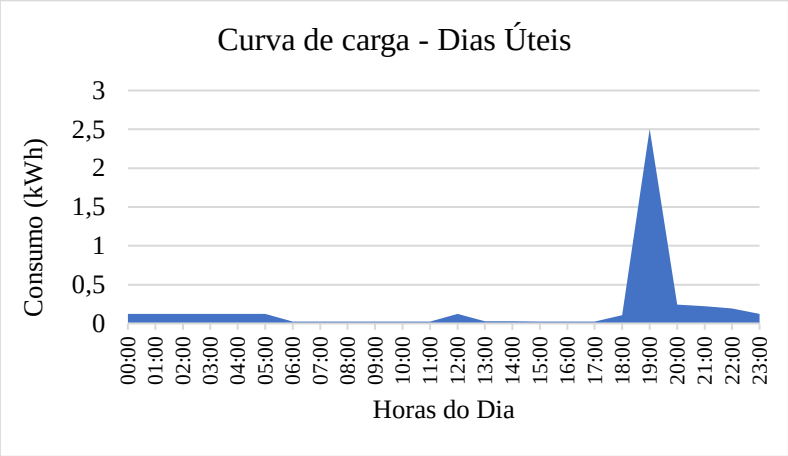


Figura 2 – **P**erfil médio de consumo em dias úteis.

3.2 Perfil médio de consumo em fins de semana

Na Figura 3 (DAMASCENO, 2022), é apresentado o gráfico referente ao perfil médio de consumo de energia em fins de semana, no qual são apresentados os valores de consumo de energia elétrica em cada período (hora) ao longo do dia.

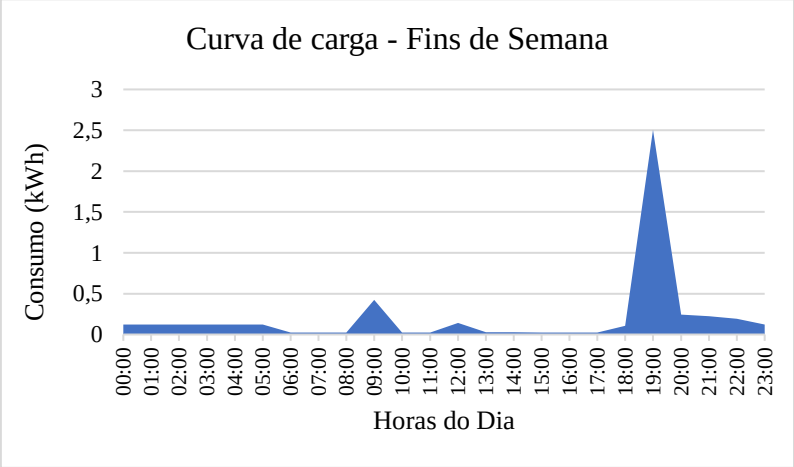


Figura 3 – Perfil médio de consumo em fins de semana

É possível observar que o gráfico em questão apresenta, na maior parte do tempo, um baixo consumo de energia elétrica não ultrapassando os 0,3kWh. Nota-se um pequeno pico de consumo de energia de 08:00 horas às 10:00 horas, que se deve principalmente à utilização da máquina de lavar

roupas neste horário em fins de semana, chegando a aproximadamente 0,5 kWh de consumo.

Entre os horários de 18:00 às 20:00 horas, tem-se o maior pico de consumo apresentado no gráfico, registrando 2,5kWh. Pode-se observar que esse maior pico de consumo deve-se a alta utilização dos equipamentos elétricos em relação aos demais horários, desde equipamentos que representem uma baixa utilização de energia elétrica como lâmpadas, carregadores de celular, televisor, como também equipamentos com potência relativamente alta, como o micro-ondas e chuveiro elétrico.

4. CONCLUSÃO

Dado o exposto neste artigo, conclui-se que o objetivo proposto nesse trabalho foi alcançado, tendo em vista que foram levantados os perfis de consumo de energia elétrica em relação aos dias úteis e os fins de semana para o estado de Minas Gerais. Ressalta-se que apesar de haver diferença nos valores de consumo dos dias úteis para o fim de semana, há uma semelhança nos horários de pico de utilização dos aparelhos.

Em relação aos perfis elaborados, os resultados apresentados demonstram que, em média, o consumidor de energia elétrica de Minas Gerias concentra grande parte do seu consumo de energia elétrica nos intervalos das 18:00 horas às 20:00 horas. Já nos demais horários há geralmente um baixo consumo de energia elétrica, seguindo uma tendência nacional de grande consumo de energia elétrica em horários de pico. Ainda, vale destacar que, apesar do trabalho se concentrar em consumidores do Estado de Minas Gerais, a metodologia apresentada pode ser aplicada aos demais estados do Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL, 2010. Disponivel em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/n

ota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Acesso em: 20 Março 2022.

COSERN. Manual de consumo consciente de energia, 2017. Disponivel em: <http://www.cosern.com.br/Documents/EficienciaEnergetica/Manual_de_Consumo_Conscciente_de%20_Energia.pdf>. Acesso em: 18 Março 2022.

DAMASCENO. Carlos Eduardo Alves. Análise da viabilidade econômica da adesão da tarifa branca por parte de consumidores residenciais no estado de Minas Gerais. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal dos vales do do jequitinhonha e mucuri.

ELETROBRAS. Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial 2019, 2019a. Disponivel em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PPH-2019.aspx>. Acesso em: 20 Março 2022.

ELETROBRAS. Pesquisa de Posse e Hábitos e Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial Minas Gerais 2019, 2019b. Disponivel em: <https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/ESTADOS_MINAS_GERAIS.pdf>. Acesso em: 1 Março 2022.

GRANZOTTO, A. J. Estatística, 2002. Disponivel em: <http://www.etepiracicaba.org.br/cursos/exercicios/em/ResumaoEstatisticaBasica.pdf>. Acesso em: 20 Março 2022.

PROCEL. Pesquisas de Posse e Hábitos de Consumo de Energia (PPHs), 2019. Disponivel em: <http://www.procel.gov.br>. Acesso em: 17 Março 2022.

LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DESENVOLVIMENTO DE PROGRAMAS AMBIENTAIS DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ALINHADOS A AGENDA 2030 DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Dione Aline Ribeiro dos Santos[1]; Cristiane Rubini Dutra[2]; Silvio Jorge Coelho Simões[3]

[1]Antevasin Soluções Socioambientais ME; [2]Elo Consultoria Socioambiental Ltda; [3]GIZInsight

RESUMO

O licenciamento ambiental constitui uma ferramenta importante para o desenvolvimento econômico-social e a manutenção do meio ambiente ecologicamente equilibrado. Desta forma, propor ações voltadas para o atendimento da Agenda 2030 no desenvolvimento do licenciamento ambiental de projetos de Transmissão de Energia e durante a execução dos programas ambientais nas fase de instalação e operação garante que os princípios de ESG do empreendedor já estejam incorporados desde a concepção do projeto.

Palavras-chave: Agenda 2030; ESG; Transmissão de Energia; Licenciamento Ambiental.

ABSTRACT

Environmental licensing represents an important instrument for economic and social development and the maintenance of an ecologically balanced environment. Along these lines, to propose actions to meet 2030 Agenda's goals within the environmental licensing process of Energy Transmission projects as well throughout the execution of environmental programmes, both construction and operational phases, ensures that the entrepreneur ESG principles to be incorporated from the project conception.

Keywords: 2030Agenda; ESG; Energy Transmission; Environmental Licensing.

1. INTRODUÇÃO

A pandemia do SARS-CoV-2 acelerou as tendências em relação aos conjuntos de valores e comportamentos esperados pela sociedade, visando uma

retomada pós-pandemia que seja mais verde, inclusiva e integral. Isto evidencia a necessidade de uma resposta mais profunda para desencadear a transformação social e econômica necessária para se alcançar os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e metas inseridas na Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, conforme programa proposto pela ONU em 2015.

A Agenda 2030 apresenta os 17 ODS e suas 169 metas, meios de implementação e de parcerias globais, bem como de um roteiro para acompanhamento e revisão, com ações a serem cumpridas pelos governos, sociedade civil, setor privado e todos cidadãos na jornada coletiva para um 2030 sustentável.

O licenciamento ambiental, procedimento administrativo que autoriza e estabelece os parâmetros para a implantação e operação de atividades econômicas, é um instrumento da administração pública que se constitui como ferramenta importante para o desenvolvimento sustentável, a fim de compatibilizar o desenvolvimento econômico-social com o meio ambiente ecologicamente equilibrado. Desta forma, pensar em ações voltadas para o atendimento dos ODS no rito do licenciamento ambiental e durante a execução dos programas ambientais permite a incorporação dos princípios de sustentabilidade já na fase de concepção do projeto.

As ações de transparência, principalmente, na comunicação dos impactos socioambientais e das medidas adotadas para reduzi-los ou eliminá-los, se tornam cada vez mais exigidas e valorizadas na gestão dos negócios a partir da ascensão dos aspectos de *Environmental, Social and Governance* (ESG), também referenciado como Ambiental, Social e Governança (ASG). Eliminar as externalidades socioambientais negativas tem sido um compromisso regular de empresas sintonizadas com a sustentabilidade e a preservação de capital social e natural.

Sob o âmbito do licenciamento ambiental de empreendimentos de transmissão de energia, foi elaborado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recurso Naturais Renováveis (IBAMA), em 2020, o Guia de Avaliação de

Impacto Ambiental – Relação Causal de Referência de Sistema de Transmissão de Energia (referido neste trabalho como 'Guia IBAMA'), que possui como objetivo melhorar e fortalecer o licenciamento ambiental federal, por meio da orientação das etapas de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA).

Portanto, o presente trabalho tem como proposta a análise das medidas ambientais constantes no Guia de Avaliação de Impacto Ambiental – Relação Causal de Referência de Sistema de Transmissão de Energia, correlacionando-as aos principais programas ambientais comumente implementados a esta tipologia de empreendimento e ao atendimento dos ODS relacionados. A análise tem como premissa a identificação de pontos que possibilitem a potencialização de ganhos para a sociedade e meio ambiente, alinhados à estratégia de gestão ESG.

2. CONTEXTO E METODOLOGIA DE ANÁLISE

2.1 Licenciamento Ambiental

A legislação brasileira, por meio da Lei Complementar nº 140/2011, estabelece que o licenciamento ambiental é um procedimento administrativo destinado a licenciar atividades ou empreendimentos utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores, ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental.

A Resolução CONAMA nº 001/1986 define impacto ambiental como

> qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; e a qualidade dos recursos ambientais.

De maneira análoga, o Guia do IBAMA aponta que impacto ambiental

> corresponde a qualquer modificação do meio ambiente, adversa ou benéfica, que resulte ou possa resultar, direta ou indiretamente, das atividades, produtos ou serviços de um empreendimento. O impacto

> ambiental (consequência) resulta da interação dos aspectos ambientais da atividade (causa) sobre o ambiente receptor (componente). Um mesmo impacto ambiental pode estar relacionado a mais de um aspecto ambiental.

Nesse contexto, a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) se insere como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/1981), sendo norteadora para a tomada de decisão em relação à implantação (ou não) de empreendimentos potencialmente impactantes sobre o meio ambiente.

O Guia do IBAMA adota as premissas da Associação Internacional de Impactos Ambientais (IAIA, 2009) para a definição de AIA: processo de identificação, previsão, avaliação e mitigação dos impactos relevantes de um projeto, antes que decisões fundamentais sejam tomadas e compromissos assumidos.

A partir destas premissas, o Guia de Avaliação de Impacto Ambiental elaborado pelo IBAMA propõe uma ferramenta de análise de relação causal, a partir da sistematização e utilização do conhecimento acumulado sobre as atividades, aspectos e impactos ambientais relacionados a empreendimentos de transmissão de energia.

Em linhas gerais, a ferramenta consiste em um modelo mental que permite, a partir da identificação das atividades, extrair os aspectos ambientais associados e, então, os impactos ambientais potencialmente gerados, os quais se desmembram em medidas ambientais de controle, mitigação ou compensação ambiental. A Figura 1 apresenta o modelo conceitual de relação causal proposto pelo IBAMA.

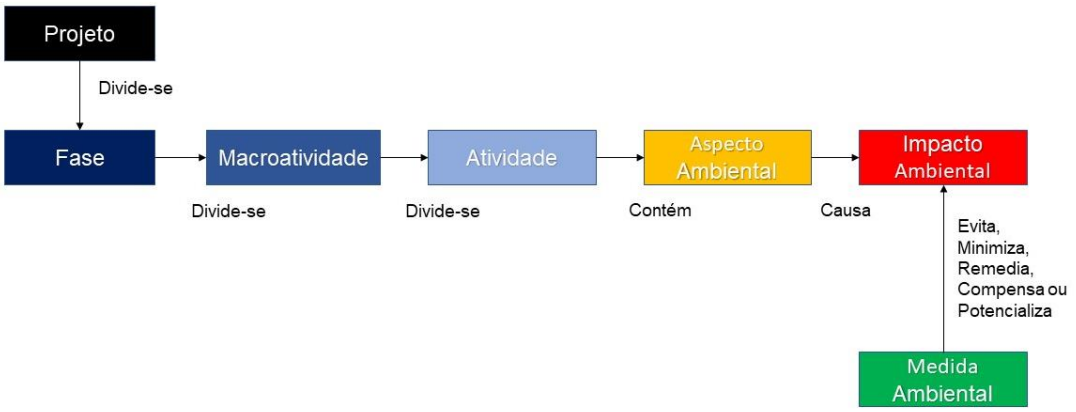


Figura 1 – Modelo conceitual de relação causal (Fonte: IBAMA, 2020)

2.2 Agenda 2030

A Agenda 2030 é o ponto culminante de mais de quatro décadas de diálogo e debates multilaterais acerca de uma melhor abordagem dos desafios ambientais, sociais e econômicos enfrentados pela comunidade internacional. Ela é um compromisso assumido por todos os países que compuseram a Cúpula da ONU sobre o Desenvolvimento Sustentável, em 2015, e tornou-se a principal referência na formulação e implementação de políticas públicas para governos em todo o mundo (PACTO GLOBAL, 2022).

No cerne da Agenda 2030 encontram-se cinco dimensões críticas: pessoas, prosperidade, planeta, parceria e paz, também conhecidas como os 5Ps. Geralmente analisado sob à ótica de três elementos fundamentais — a inclusão social, o crescimento econômico e a proteção ambiental —, o conceito de desenvolvimento sustentável assumiu um significado mais amplo com a adoção da Agenda 2030, que acrescenta a essa abordagem tradicional dois componentes críticos: a parceria e a paz (UNCC, 2022).

A Agenda 2030, com seus 17 ODS (Figura 2) e 169 metas a serem desenvolvidas ao longo dos próximos anos (até 2030), são uma indispensável ferramenta de inclusão sustentável da sociedade, pois objetivam, de forma clara, a erradicação da pobreza e a promoção de uma vida digna para todos os habitantes do planeta (ZEIFERT et al., 2020).

Figura 2 – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) (Fonte: ONU, 2015)

Tomando por referência o segmento empresarial, este não está desassociado do seu entorno comunitário e do cenário socioeconômico e ambiental. Desta forma, as metas dos ODS têm potencial de direcionar as iniciativas empresariais para a resolução das questões de sustentabilidade globais, por meio da correlação entre as estratégias de ESG da empresa e os ODS (FIRJAN, 2021).

Ainda, ao se comprometer com os ODS, as empresas sinalizam um universo corporativo engajado, que é o que vem permitindo que mudanças de paradigma estejam em pauta. Mudanças estas que partem, tendo como foco o segmento estudado neste artigo, desde o processo de concepção do projeto – a partir da escolha da melhor alternativa locacional e da análise multidisciplinar das áreas sensíveis, visando o mínimo impacto ambiental – até as ações estratégicas de potencialização do desenvolvimento socioeconômico na região de inserção do empreendimento.

2.3 Correlação e método de análise

O licenciamento ambiental de Sistemas de Transmissão de Energia envolve as seguintes fases e macroatividades: 1. Planejamento (Licença Prévia), onde é realizada a elaboração dos Estudos Ambientais e dos Projetos de Engenharia; 2. Implantação (Licença de Instalação), onde ocorrem as maiores

intervenções no meio, tendo como macroatividades: instituição de servidão administrativa ou desapropriação, abertura de praças, acessos e faixa de serviço, mobilização e operação de infraestrutura de apoio, construção e montagem da estrutura das subestações e das estruturas da linha de transmissão e, desmobilização da infraestrutura de apoio e; 3. Operação (Licença de Operação), envolvendo a operação e manutenção do sistema de transmissão.

O Guia do IBAMA apresenta 30 atividades, as quais se relacionam com 25 aspectos ambientais, 33 impactos ambientais e 73 medidas ambientais. Insta destacar que, a partir da análise das 73 medidas ambientais preconizadas no Guia, foram definidos os programas ambientais usualmente relacionados para implantação das medidas durante a fase de instalação e operação do empreendimento, quais sejam:

Tabela 1 – Programas ambientais comumente implementados nas fases de instalação e operação de empreendimentos de transmissão de energia

Programa de Gestão Ambiental – PGA	Programa de Reposição Florestal – PRPF
Programa Ambiental para Construção – PAC	Programa de Afugentamento e Proteção da Fauna – PAPF
Programa de Gerenciamento de Resíduos e Efluentes – PGRSE	Programa de Monitoramento da Ornitofauna Susceptível à Colisão – PMOSC
Programa de Controle e Monitoramento de Processos Morfodinâmicos – PCMPM	Programa de Monitoramento da Fauna Terrestre – PMFT
Programa de Controle e Monitoramento de Ruídos – PCMR	Programa de Saúde e Segurança do Trabalho – PSST
Programa de Preservação e Monitoramento Espeleológico – PPME	Programa de Seleção e Contratação da Mão de Obra – PSCMO
Programa de Preservação e Monitoramento Paleontológico – PPMP	Programa de Comunicação Social – PCS
Programa de Recuperação de Áreas Degradadas – PRAD	Programa de Educação Ambiental – PEA
Programa de Supressão de Vegetação – PSV	Programa de Liberação da Faixa de Servidão Administrativa e Indenizações – PLFSAI
Programa de Resgate da Flora – PRF	Programa de Ações e Aquisições de Insumos – PAAI

Os programas ambientais selecionados foram, então, correlacionados às 169 metas e aos 17 ODS propostos pela ONU, tendo como critério os pontos de contato entre as metas e as ações comumente previstas no escopo de cada programa.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 3 apresenta a escala de participação dos ODS no desenvolvimento dos programas ambientais relacionados no subitem 2.3, onde pode ser observado que somente os ODS 14 e 17 não possuem relação com o licenciamento de Sistema de Transmissão de Energia. Os ODS que apresentaram maior relação foram os ODS 15 (13%), 12, 13 e 16 (10%), e os que apresentaram menor vinculação foram os ODS 1, 5, 6, 9 e 11, todos com 4%.

A maior participação da ODS 15 decorre do fato das maiores intervenções necessárias para implantação do empreendimento terem conexão com a vida terrestre, pela necessidade de abertura de áreas para supressão de vegetação e intervenção de habitats da vida silvestre. Em contrapartida, para minimização destes efeitos, o empreendedor deve buscar no processo de concepção do projeto a priorização de áreas já antropizadas, além da busca pelo desenvolvimento de estratégias que visem a potencialização do manejo florestal sustentável, inclusive para a conservação e a restauração florestal, podendo estas serem realizadas por meio de Projetos de Pagamento por Serviços Ambientais (PSA), refletindo, desta forma, não somente na preservação da Vida Silvestre (ODS 15) e Ação Contra às Mudanças Climáticas (ODS 16), mais também a potencialização na renda de representantes das comunidades interferidas pelo empreendimento (ODS 2 e 11).

A Figura 4, na sequência, apresenta o número de ODS vinculados aos Programas Ambientais listados no subitem 2.3, onde pode ser observado que o Programa de Gestão Ambiental possui uma abrangência maior de ODS, o que se justifica tendo em vista que o mesmo permeia por todos os outros programas e estabelece mecanismos eficientes que assegurem a execução e o controle das

ações planejadas nos programas ambientais e a adequada condução das obras, no que se refere aos procedimentos que privilegiem as boas práticas ambientais e o cuidado com a população do entorno.

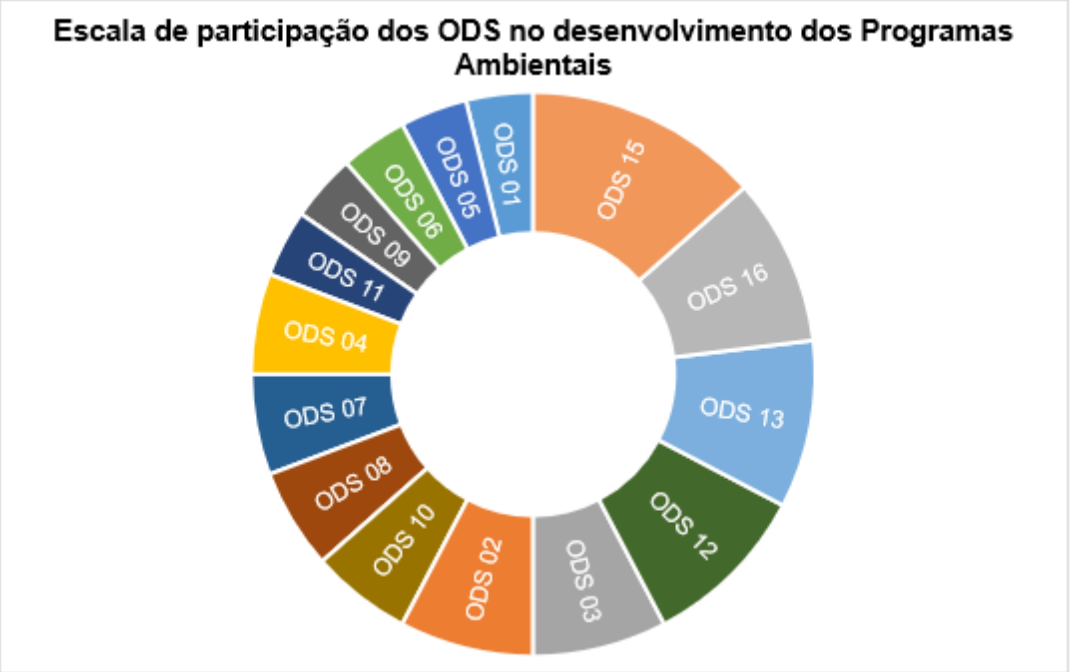


Figura 3 – Escala de participação dos ODS no desenvolvimento dos Programas Ambientais.

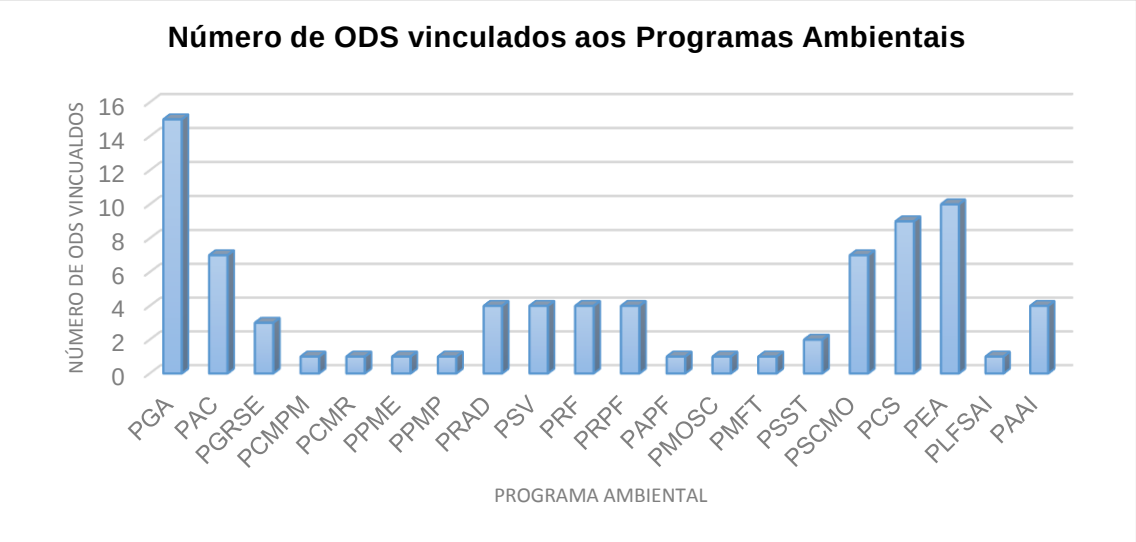


Figura 2 – Número de ODS vinculados aos Programas Ambientais.

Cabe destacar a importância dos Programas de Capacitação e Seleção da Mão de Obra e Educação Ambiental na promoção de políticas orientadas para o desenvolvimento que apoiem as atividades produtivas, geração de emprego, empreendedorismo, criatividade e inovação, quer seja pela contratação da mão de obra local ou por meio do desenvolvimento de projetos que possibilitem geração de renda para a comunidade do entorno, visando também a igualdade de gênero e a capacitação da mão de obra local (ODS 4, 5 e 8).

Ressalta-se o papel dos Programas de Espeleologia e Paleontologia em relação ao fortalecimento dos esforços para proteger e salvaguardar o patrimônio cultural e natural da região de inserção do empreendimento (ODS 11).

O Programa de Comunicação Social tem como premissa a manutenção de um canal aberto com as partes interessadas para o desenvolvimento de parcerias duradouras para a criação de ambientais sustentáveis e inclusivos (ODS 9 e 16). A manutenção deste canal permite que as práticas de ESG perdurem e se tornem uma cultura a ser desenvolvida nos projetos.

4. CONCLUSÕES

O investimento social privado tem feito diferença desde o início da pandemia. E certamente ganhará impulso após ela, graças a uma revalorização, por parte das empresas, do seu efetivo papel social em relação às ações perenes, estrategicamente pensadas para solucionar problemas socioambientais na região de inserção dos empreendimentos.

Geração de valor compartilhado, transparência, propósito e percepção de lucro ético passaram a ser qualidades diferenciais de reputação, pois fazem mais sentido em um cenário de ascensão do conceito de interdependência entre empresas, sociedade e meio ambiente. Os líderes com propósito e as empresas que possuem a sustentabilidade de forma transversal a sua estratégia serão os grandes protagonistas dessa transformação, apresentando soluções para uma nova forma de criar valor, muito diferente de gerar resultados.

Incutir esta transformação no processo de licenciamento ambiental permite que, mais que o cumprimento à legislação vigente, as ações para eliminação, mitigação ou potencialização dos impactos ambientais associados aos empreendimentos representem o compromisso do empreendedor perante a sociedade e as instituições responsáveis. Como resultado, espera-se que instalação e operação dos empreendimentos sejam compatíveis à manutenção dos recursos naturais e ao desenvolvimento socioeconômico da região afetada, em consonância ao atendimento aos ODS, sob uma perspectiva mais ampla de contribuição, e às estratégias de ESG da empresa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research, v. 57, n. 3, p. 195-204. 2001.

BRASIL. Lei Complementar nº 140, de 08 de dezembro de 2011. Fixa normas, nos termos dos incisos III, VI e VII do caput e do parágrafo único do art. 23 da Constituição Federal, para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora; e altera a Lei no 6.938, de 31 de agosto de 1981. Brasília, DF: Presidência da República, 2011.

BRASIL. LEI Nº 6.938, DE 31 DE AGOSTO DE 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente, 2011. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L6938.htm. Acesso em: jun. 2022.

BRASIL. RESOLUÇÃO CONAMA Nº 1, DE 23 DE JANEIRO DE 1986. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental.

Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente, 1986. Publicada no DOU, de 17 de fevereiro de 1986, Seção 1, páginas 2548-2549.

FIRJAN – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Critérios e Métricas ESG para a Indústria. Firjan: Rio de Janeiro. 2021. Disponível em: https://www.abinam.com.br/wp-content/uploads/2021/09/firjan-criterios-metricas-esg-industria-setembro-2021.pdf. Acesso em: mai. 2022.

IAIA – INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR IMPACT ASSESSMENT. Princípios da Melhor Prática em avaliação do Impacto Ambiental. USA: International Association for Impact Assessment, 2009. Disponível em: https://www.iaia.org/uploads/pdf/IAIA_Principios_pt.pdf. Acesso em: jun. 2022.

IBAMA – INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Guia de Avaliação de Impacto Ambiental - Relação Causal de Referência de Sistema de Transmissão de Energia. 2020. Disponível em: https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/noticias/2020/ibama-lanca-guia-de-avaliacao-de-impacto-ambiental-para-licenciamento-de-linhas-de-transmissao. Acesso em: jun. 2022.

ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil. 2022. Disponível em: https://brasil.un.org/pt-br/sdgs. Acesso em: jun. 2022.

PACTO GLOBAL. Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). 2022. Disponível: https://www.pactoglobal.org.br/ods. Acesso em: jun. 2022.

UNCC – UNITED NATIONAL. Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. 2022. Disponível em: https://www.unssc.org/sites/default/files/portuguese_2030_agenda_for_sustainable_development_-_kcsd_primer.pdf. Acesso em: jun. 2022.

ZEIFERT.A.P.B; CENCI,D.R.; MANCHINI, A. A justiça social e a agenda 2030: políticas de desenvolvimento para a construção de sociedades justas e inclusivas. Revista Direitos Sociais e Políticas Públicas (UNIFAFIBE), Vol.8, N.2.

2020. Disponível em: https://fafibe.br/revista/index.php/direitos-sociais-politicas-pub/article/view/766/pdf Acesso em: jun. 2022.

LINHAS DE TRANSMISSÃO COM POTÊNCIA NATURAL ELEVADA E CONVENCIONAIS: ESTUDO COMPARATIVO

Marcello Silveira[1]; Fabricio Silveira Chaves[1]; Mauricio Campos Passaro[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Este artigo apresenta três diferentes Linhas de Transmissão de 500 kV: uma de modelo convencional e duas com potência natural elevada. Foi proposta uma metodologia para a comparação das linhas. Adotou-se o programa ATPDraw para simular a energização das linhas e para analisar seu comportamento estacionário, verificando a necessidade de inserção de compensação reativa. Também foi avaliada a estabilidade transitória do sistema. Os resultados obtidos destacam as vantagens para o sistema de se utilizar linhas de potência natural elevada, além, é claro, do ganho de transmissão de energia.

Palavras-chave: Linhas de Transmissão; LPNE; ATPDraw.

ABSTRACT

This paper presents three different 500 kV Transmission Lines: a conventional line model and two High Natural Power Transmission Line. A methodology for comparing the lines was proposed. The ATPDraw program was adopted to simulate line energization and to analyze steady state behavior, verifying if the reactive compensation is needed. The power system transient stability was also evaluated. The results present the High Natural Power Transmission Line advantages in the power system, in addition to the gain in energy transmission.

Keywords: Transmission Line; HNPL; ATPDraw.

1. INTRODUÇÃO

Anualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulga no mercado brasileiro editais de licitação de ampla concorrência para concessões de novas Linhas de Transmissão. Dentre as novas linhas de transmissão aéreas

a serem construídas no Brasil, muitas delas poderão ser de potência natural elevada para permitir maior capacidade de transmissão. A otimização da transmissão de energia elétrica é um fator de enorme interesse para a implementação de futuras instalações de redes aéreas de transmissão. Elevar a capacidade de se transmitir potência combinada com a diminuição dos impactos ambientais são as principais características da chamada Linha de Potência Natural Elevada (LPNE). Tendo em vista as vantagens apresentadas, o objetivo deste trabalho consiste em estudar os parâmetros de três diferentes linhas de transmissão (LT's) com tensões nominais de 500 kV, uma de modelo convencional e duas LPNE's, e comparar o desempenho de regime permanente, transitório e dinâmico destas linhas. Para obter os resultados, utilizou-se o programa ATPDraw.

2. CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO

Dois fatores influenciam diretamente na capacidade de transmissão: a tensão nominal de operação e a impedância característica da linha. Consegue-se modificar a impedância característica rotacionando as fases sob o seu eixo de simetria, modificando o tipo de cabo condutor, a quantidade de sub-condutores e a separação (*bundle*) entre eles e a forma com que esse feixe é disposto. Quando há uma modificação da estrutura das torres, os acoplamentos existentes entre os cabos fazem com que haja mudanças nos valores de capacitância e indutância mútua. Por esse motivo, pode-se realizar estudos de otimização da capacidade de transmissão, envolvendo a modificação das geometrias de linhas de transmissão (VILELA, 2019).

A LPNE proporciona uma redução nos custos de construção com a compactação na distância entre fases, alta incidência de torres leves, assim como melhor aproveitamento do corredor de transmissão e redução de impactos ambientais em função da melhor relação MW transmitido por uma única linha de transmissão aérea (RODRIGUES, 2010).

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta para a comparação da LT convencional e das duas LPNE's se dividiu em quatro etapas principais. Todas as etapas utilizaram o ATPDraw como programa de execução dos cálculos e simulações.

Na Etapa 1 – *Definição e Modelagem das Linhas*, realizou-se os cálculos dos parâmetros elétricos das LT's. Posteriormente, foi observada a influência que esses parâmetros têm na capacidade de transmissão de uma linha. Finalizou-se esta etapa, identificando as vantagens das LPNE's.

Com base nos estudos realizados, foram definidos os três modelos de linhas de transmissão a serem comparados. Em sequência, realizou-se a modelagem da geometria das torres, cabos condutores e para-raios, além da resistividade do solo, frequência e comprimento. Para obter os parâmetros elétricos, utilizou-se a ferramenta *Line Check* do ATPDraw para apresentar a impedância série e admitância *shunt* das linhas em estudo. Optou-se por representar os dados em coordenadas polares e configurá-los para que os parâmetros sejam expostos em função do comprimento da linha.

Com os parâmetros obtidos pelo *Line Check*, realizou-se o cálculo da Impedância Característica (Zc) e da Potência Natural (SIL) de acordo com as equações (1) e (2). Os resultados desses cálculos foram utilizados nas modelagens das linhas para as simulações.

$$|Z_C| = \sqrt{\frac{|Z_+|}{|Y_+|}} \tag{1}$$

$$SIL = \frac{V^2}{Z_C} \tag{2}$$

Tem-se que Z_+ é a impedância série de sequência positiva $[\Omega/\mathrm{km}]$; Y_+ é a admitância *shunt* de sequência positiva $[\mu S/km]$; SIL é *Surge Impedance Loading* [MW]; V é a tensão nominal da LT [kV]; e Z_C é a impedância característica de sequência positiva [Ω].

Na Etapa 2 – *Análise de Regime Permanente*, realizou-se uma análise de regime permanente das linhas comparadas. A primeira simulação quantificou e

comparou o Efeito Ferranti nas linhas em estudo. Para isso, utilizou-se uma modelagem padrão, deixando o terminal receptor da linha de transmissão em vazio e monitorando as tensões de cada extremidade.

Posteriormente, realizou-se o cálculo dos compensadores reativos, utilizando a modelagem de Fuchs (1977) representada pelas equações (3) e (4). Esse cálculo foi realizado com o intuito de anular o Efeito Ferranti. Após isso, modelou-se as linhas com os compensadores para se comprovar que, de fato, as tensões dos terminais transmissor e receptor ficaram com mesma magnitude.

$$Q = U^2 \cdot y'' \ [\text{MVAr}] \tag{3}$$

$$y'' = \frac{k - a'}{B} sin\beta_B - \frac{a''}{B} cos\beta_B \ [\text{S/fase}] \tag{4}$$

Utilizando ainda dos conceitos de Fuchs (1977), é possível avaliar as potências tanto no transmissor como no receptor em função dos valores de tensão da LT, de acordo com as equações (5) e (6).

$$P_2 = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\beta_B - \theta) - \frac{A}{B} \cdot U_2^2 \cos(\beta_B - \beta_A) \ [\text{MW}] \tag{5}$$

$$Q_2 = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \sin(\beta_B - \theta) - \frac{A}{B} \cdot U_2^2 \sin(\beta_B - \beta_A) \ [\text{MVAr}] \tag{6}$$

Das equações anteriores, tem-se que U, dado em kV, é a tensão nominal entre fases da LT; y'' é a componente reativa calculada pela equação (4); k representa o valor da relação U_1/U_2 desejada entre a tensão do transmissor (U_1) e do receptor (U_2); e $a', a'', A, B, \beta_A \, e \, \beta_B$ são constantes de quadripolos obtidas pela modelagem apresentada por Fuchs (1977).

Continuando o procedimento, fez-se a modelagem das linhas operando com carga, utilizando a ferramenta LOAD PQ do ATPDraw para simular cargas de valores 80%, 100% e 120% da potência natural.

Na Etapa 3 – *Análise de Regime Transitório da Energização das Linhas*, verificou-se o comportamento transitório das linhas de transmissão, modelando o fechamento das chaves para as piores condições de energização. Utilizou-se uma chave simples para cada fase e o objeto *splitter* do ATPDraw para o processo de energização.

Na Etapa 4 – *Conclusão do Comparativo*, último bloco do trabalho, expõe-se a conclusão da comparação das linhas analisadas. A metodologia proposta e seus resultados detalhados podem ser obtidos no trabalho de Silveira (2021).

4. RESULTADOS

4.1 Definição e Modelagem das Linhas – Etapa 1

Segundo a metodologia adotada neste trabalho, para as três geometrias comparadas apresentadas na Figura 1, optou-se pela escolha de um sistema de transmissão de circuito simples, com quatro condutores por fase, operando com tensão nominal de 500 kV. Para todas as linhas simuladas, adotou-se a distância de 300 km, a resistividade do solo com valor de 1000 $\Omega \cdot m$, o solo plano em toda a extensão da linha e os valores de flecha de 1,5 m para os cabos condutores CAA Grosbreak e 1,2 m para os cabos guarda HS 3/8'' Classe A.

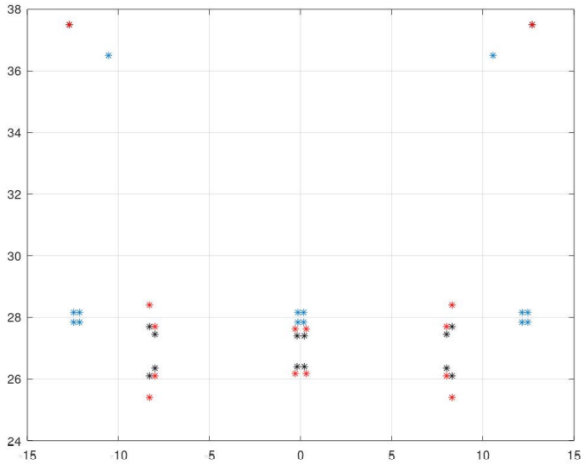


Figura 1 – Geometria das Linhas de Transmissão em Plano Único (Silveira, 2021)

Na Figura 1, as cores azul, preto e vermelho das três geometrias das linhas referem-se às torres Convencional, LPNE 1 e LPNE 2, respectivamente. Ao comparar com o modelo convencional, nota-se que as duas geometrias LPNE utilizam dos conceitos de compactação das três fases e da expansão de feixes de condutores de mesma fase. Para o modelo de LPNE a ser comparado com a linha convencional, optou-se por uma junção de duas disposições utilizadas em

linhas de 330 kV e 500 kV na Rússia (GHASSEMI, 2019). Fez-se essa junção para que a linha LPNE tenha quatro condutores por fase do mesmo modo que da linha convencional, mantendo as distâncias elétricas da torre de 500 kV e utilizando a disposição dos condutores da linha de 330 kV.

4.2 Análise de Regime Permanente das Linhas – Etapa 2

Utilizando a ferramenta *Line Check* do ATPDraw, foram obtidos os parâmetros elétricos das três geometrias de linhas em estudo cujos resultados são apresentados na Tabela 1 (Silveira, 2021).

Tabela 1 – Parâmetros das linhas de transmissão

	LT Convencional	LT LPNE 1	LT LPNE 2
Z_+	$0{,}352\angle 86{,}17°\ \Omega/\text{km}$	$0{,}272\angle 85{,}14°\ \Omega/km$	$0{,}244\angle 84{,}57°\ \Omega/km$
Z_0	$1{,}425\angle 74{,}02°\ \Omega/\text{km}$	$1{,}440\angle 74{,}64°\ \Omega/km$	$1{,}412\angle 74{,}32°\ \Omega/km$
Y_+	$4{,}692\angle 89{,}98°\ \mu S/km$	$6{,}074\angle 89{,}97°\ \mu S/km$	$6{,}806\angle 89{,}97°\ \mu S/km$
Y_0	$2{,}908\angle 89{,}98°\ \mu S/km$	$2{,}834\angle 89{,}79°\ \mu S/km$	$3{,}004\angle 89{,}78°\ \mu S/km$

De posse dos dados de impedância de sequência positiva (Z_+) e admitância de sequência positiva (Y_+) das LT's, pode-se obter a impedância característica (Z_C) e a Potência Natural (SIL) pelas equações (1) e (2), respectivamente. A Tabela 2 mostra os resultados desses cálculos. É observado que se obteve um aumento de 29,3% na SIL da LPNE 1 e de 44,4% da LPNE 2, ambas comparadas ao valor da SIL da linha convencional.

Tabela 2 – Impedância Característica $[\boldsymbol{\Omega}]$ e Potência Natural $[\boldsymbol{MW}]$ das Linhas

	Convencional	LPNE 1	LPNE 2
Z_C	273,74 Ω	211,73 Ω	189,49 Ω
SIL	913,27 MW	1180,75 MW	1319,33 MW

Efetuados os cálculos desses parâmetros, o passo seguinte foi a análise do comportamento das linhas em vazio (ou com carga baixa). Com isso, foi mensurado o Efeito Ferranti e como ele é impactou nas diferentes geometrias.

Para isso, no ATPDraw, fez-se uma comparação entre a tensão da fonte (entrada da linha de transmissão) e a tensão no terminal em aberto (receptor da linha). Realizadas as medições, observou-se um aumento percentual da tensão no receptor próximo para as diferentes configurações.

A Tabela 3 retrata a elevação de tensão de cada uma das linhas ao se comparar com a tensão da fonte. Constatou-se que o tipo de linha influenciou muito pouco na variação da tensão, considerando o efeito ferranti. Os aumentos de tensão chegaram ao acréscimo máximo de 7,94%.

Tabela 3 – Análise de Efeito Ferranti – Tensão Pico-Fase-Neutro [kV]

	Convencional	LPNE 1	LPNE 2
Tensão Receptor	440,47 kV	440,51 kV	440,51 kV
Aumento Percentual	7,89%	7,90%	7,94%

O passo seguinte foi o cálculo da necessidade de compensação reativa das linhas. Primeiro, foi feita a comparação da compensação em derivação, adotando uma compensação total, anulando o efeito Ferranti, portanto, U_1/U_2 deve ser igual a 1. De acordo com a modelagem apresentada por Fuchs (1977), representa-se as constantes generalizadas de quadripolos para as três geometrias de linhas (Tabela 4) com as quais pode-se calcular, pelas equações (3) e (4), a capacidade trifásica dos reatores (y'' e Q), bem como sua reatância (X_L), cujos resultados são mostrados na Tabela 5 (Silveira, 2021).

Tabela 4 – Constantes Generalizadas de Quadripolos

	Convencional	LPNE 1	LPNE 2
$\dot{A}$	0,927∠0,299	0,927∠0,375	0,927∠0,424
$\dot{B}$	102,613∠88,17	79,395∠87,704	71,074∠87,407
$\dot{C}$	0,0014∠88,17	0,0018∠87,700	0,00198∠87,407
$\dot{D}$	0,927∠0,299	0,927∠0,375	0,927∠0,424

Tabela 5 – Parâmetros para Compensação Reativa

	Convencional	LPNE 1	LPNE 2
$y''[\mathrm{S/fase}]$	$7{,}1013 \cdot 10^{-4}$	$9{,}1813 \cdot 10^{-4}$	$1{,}0258 \cdot 10^{-3}$
Q [MVAr]	177,53	229,53	256,45
X_L [Ω]	1408,21	1089,18	974,84

Dando prosseguimento, é possível avaliar os valores de potência entregues pelas linhas com o ângulo de potência crítico. Esse ângulo é limitado em 30° por motivos de estabilidade transitória, no entanto, na prática, é usualmente utilizado o limite de 28°. Utilizando-se as equações (5) e (6), fixando os valores de tensão no emissor e no receptor em 500 kV e adotando o ângulo crítico de 28°, calculou-se os valores de potência ativa e potência reativa no receptor cujos resultados são exibidos na Tabela 6. Observou-se que a LNPE 1 e a LNPE 2 atingem, respectivamente, um valor de potência ativa 43,5% e 28,8% maior do que a linha convencional, sendo uma vantagem para a estabilidade transitória do sistema (Silveira, 2021).

Tabela 6 – Valores de Potência Ativa e Potência Reativa no Receptor das Linhas

	Convencional	LPNE 1	LPNE 2
P_2 [MW]	1128,0	1452,4	1618,5
Q_2 [MVAr]	-143,9	-197,9	-229,4

4.3 Análise de Regime Transitório da Energização das Linhas – Etapa 3

Para simular a energização dos três circuitos que representam as LT's em estudo e obter suas respostas transitórias, adotou-se um fechamento por fase, utilizando uma chave simples conforme mostra a Figura 2. O programa de simulação foi configurado com o passo de simulação (ΔT) igual a $1\mu s$, o tempo máximo de simulação $(T_{máx})$ de 300 ms e o fechamento das chaves no instante de 1 ms. Para estas configurações, os piores níveis de sobretensão obtidos nas três fases das linhas monitoradas são os valores dispostos na Tabela 7.

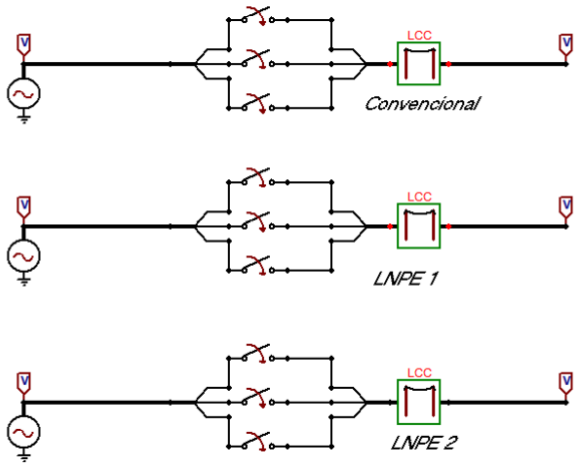


Figura 2 – Representação da Energização das Linhas de Transmissão

Tabela 7 – Níveis de Sobretensão

	Convencional	LPNE 1	LPNE 2
FASE A	2,05 p.u	2,02 p.u	2,01 p.u
FASE B	1,53 p.u	1,51 p.u	1,49 p.u
FASE C	1,97 p.u	1,97 p.u	1,96 p.u

A Figura 3 apresenta uma comparação entre a fonte e a fase A das três linhas de transmissão em estudo. A fonte, linha convencional, linha LPNE 1 e linha LPNE 2 são representadas no gráfico pelas cores rosa (FONTEA), azul (CARGAA), vermelho (CARG1A) e verde (CARG2A), respectivamente. Observando a Tabela 7 e a Figura 3, verifica-se que os resultados das três linhas não possuem grandes diferenças. Mais resultados das simulações de energização podem ser encontrados em (Silveira, 2021).

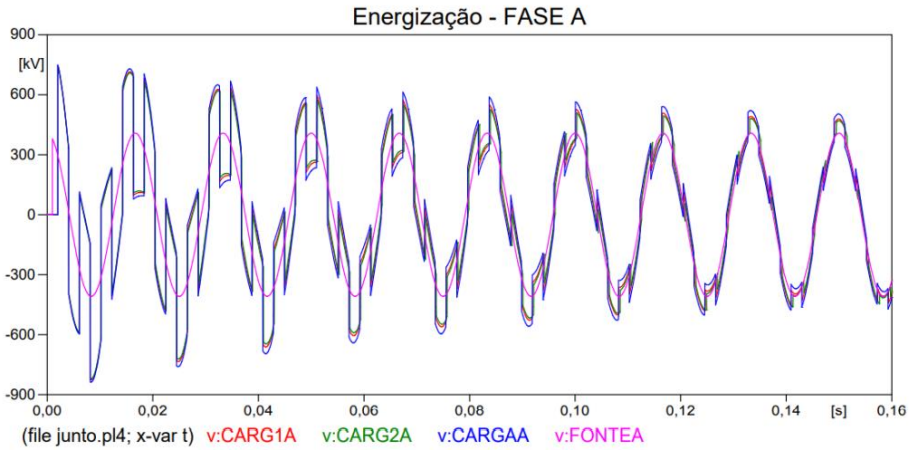


Figura 3 – Comparação das fases "A" das três linhas durante energização

4.4 Conclusão do Comparativo – Etapa 4

Diante do exposto nos itens anteriores, pode-se fazer uma compilação dos resultados, como mostra a Tabela 8, para uma melhor comparação entre as linhas em estudo. Pela Tabela 8, conseguiu-se confirmar as vantagens da utilização das Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE) sobre as de modelos convencionais, principalmente, no aumento significativo do SIL, que pode ter como consequência a diminuição do impacto ambiental.

Tabela 8 – Comparativo entre as três linhas de transmissão

	Convencional	LPNE 1	LPNE 2
$Z_+[\Omega/km]$	$0{,}352\angle 86{,}17°$	$0{,}272\angle 85{,}14°$	$0{,}244\angle 84{,}57°$
$Y_+[\Omega/km]$	$4{,}692\angle 89{,}98°$	$6{,}074\angle 89{,}97°$	$6{,}806\angle 89{,}97°$
Z_C [Ω]	273,74	211,73	189,49
SIL [MW]	913,27	1180,75	1319,33
Efeito Ferranti [%]	7,89	7,90	7,94
Reatores [MVAr]	177,53	229,53	256,45
Período Transitório [ms]	280	235	220
P_2 [MW] – Ângulo Crítico 28º	1128,0	1452,4	1618,5
Sobretensão Máx. [p.u.]	2,05	2,02	2,01

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foram abordados aspectos referentes ao cálculo de parâmetros de Linhas de Transmissão com Potência Natural Elevada, além de uma comparação entre dois modelos LPNE e um modelo convencional.

Conseguiu-se, por meio da mudança na disposição dos feixes de condutores, obter uma redução nos valores da impedância característica (Z_C) e, consequentemente, um aumento da Potência Natural (SIL) das LPNE's em relação à Linha Convencional. Para o modelo LPNE 1, o aumento foi de 29,3%, e para o modelo LPNE 2, conseguiu-se uma elevação de 44,4%. Diante disso, atingiu-se um ganho expressivo na capacidade de transmissão, sendo percentualmente maior que alguns ganhos encontrados em soluções de otimização presentes na literatura. Tais elevações possuem vantagens na facilidade do controle do fluxo de potência pelo sistema e no adiamento da expansão do sistema, principalmente, no contexto ambiental, pelo fato de prorrogarem ou até evitarem a necessidade de implantação de linhas de transmissão em paralelo.

As linhas de modelo LPNE também apresentaram melhor estabilidade transitória ao transportar um valor maior de potência para o ângulo crítico de 28º, tornando o sistema mais robusto, facilitando o planejamento de seu controle.

Ao realizar a análise da energização das diferentes linhas estudadas, notou-se que a linha convencional apresentou níveis de sobretensão maiores, mas muito próximos dos valores obtidos pelas LPNE's. Isso mostra que os modelos não-convencionais em estudo se mostraram confiáveis.

Diante do exposto, pode-se concluir que as configurações não-convencionais de linhas de transmissão são propostas viáveis em termos de ganho de capacidade de transmissão, além de serem mais robustas e estáveis que a configuração convencional em análise.

Propõe-se, como trabalhos futuros, uma verificação econômica da implementação dessas linhas, a análise do ajuste de proteção para as novas correntes de curto-circuito, a avaliação das mudanças dos ajustes de controle e

operação da rede elétrica e também a investigação detalhada da influência da LPNE na estabilidade transitória e na estabilidade de tensão do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GHASSEMI, M. “High surge impedance loading (hsil) lines: A review identifying opportunities, challenges, and future research needs”, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 34, n. 5, p. 1909–1924, 2019.

FUCHS, R. D. “Transmissão de Energia Elétrica - Linhas Aéreas”, Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos; Itajubá, Escola Federal de Engenharia, 1977. v. 2.

RODRIGUES, R. M. “Cálculo de Parâmetros e Custos em LPNE”, 62 p, Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso), UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, 2010.

SILVEIRA, M.S.; “Estudos de Parâmetros de Linhas de Potência Natural Elevada – LNPE”, 59 p, Monografia (Trabalho Final de Graduação), Unifei, Itajubá - MG, 2021.

VILELA, P. H. S. “Uma Proposta de Análise Técnica para Linhas de Transmissão Compactas com Potência Natural Elevada em Regiões com Topografia Acidentada”, 78 p, Dissertação (Mestrado), UFMG, Belo Horizonte - MG, 2019.

LOGÍSTICA REVERSA DE ÓLEO VEGETAL RESIDUAL PARA INSERÇÃO NA CADEIA PRODUTIVA DO BIODIESEL

Beatriz Fernanda Crotti[1]; Carmen Luisa Barbosa Guedes[c]; Juliani Chico Piai Paiva[1]

[1]*Universidade Estadual de Londrina*

RESUMO

Em busca de um modelo de matriz energética com fontes mais sustentáveis, o uso do óleo vegetal residual como matéria prima para produção de biodiesel torna-se uma opção interessante, já que para sua utilização o mesmo seria reinserido na cadeia produtiva. O óleo vegetal residual é apenas 1,55% das matérias primas utilizadas para produção de biodiesel no Brasil. O presente estudo visa obter e analisar dados quantitativos de óleo vegetal residual que é gerado em domicílios localizados no município de São Manuel - SP, traçando uma análise socioeconômica e ambiental a respeito do consumo e descarte. Foram coletados 392 elementos amostrais através de questionário aplicado à população utilizando a ferramenta *Google Forms*. O resultado da pesquisa indicou a possibilidade de implementação de um programa de logística reversa de óleo vegetal residual gerado.

Palavras-chave: Destinação Final, Óleo de Cozinha, Óleo de Fritura, Cocção por Imersão.

ABSTRACT

In search of an energy matrix role model with more sustainable fonts, the use of residual vegetable oil as feedstock for the production of biodiesel becomes an interesting choice, given that for it's consumption the biodiesel would be reinserted in the production chain. The residual vegetable oil is merely 1,55% of the feedstock used for the production of biodiesel in Brazil. The current study aims to obtain and analyze quantitative data of residual vegetable oil that is generated in the town of São Manuel, São Paulo, tracing a socioeconomic and environmental analysis about the consumption and the dispose of the oil. 392

sample elements were collected through a questionnaire applied using Google Forms tool. The research result indicated the possibility of implementing a reverse logistics program for residual vegetable oil generated.

Keywords: Final Destination, Cooking Oil, Frying Oil, Immersion Cooking

1. INTRODUÇÃO

O estilo alimentar da população brasileira e do mundo varia conforme a cultura da sociedade. É possível notar uma readaptação nos padrões alimentares diante da substituição da gordura animal pelo óleo vegetal, para utilização do método de cocção por imersão do alimento à altas temperaturas que proporciona rapidez no processo de preparo (TOMASI *et al.*, 2014).

Essa prática pode interferir na qualidade do óleo vegetal utilizado, já que quando utilizado repetidas vezes, ocorre alteração nas propriedades físico-químicas do óleo, aumento da viscosidade, oxidação dos ácidos graxos que liberam compostos como hidróxidos e cetonas, entre outros componentes nocivos. Ao momento em que o óleo é saturado em seu uso, ocorre a necessidade do descarte, gerando assim, um outro problema do uso exacerbado desse produto, o impacto ambiental causado pelo descarte do óleo de fritura residual (CALIXTO *et al.*, 2013).

O descarte inadequado do óleo está muitas vezes ligado à sua falta de informação em relação às consequências desse ato e em relação às alternativas que podem ser dadas a esse resíduo para que ele volte para a cadeia produtiva, levando a solução mais imediata: despejo nas redes de esgoto, descarte no solo ou corpos hídricos (MOECKE *et al.,* 2012).

Quando despejado na rede de esgoto, o óleo residual adere às paredes da tubulação, chegando à obstrução total do cano, prejudicando todo o sistema de coleta e tratamento de efluentes. Em corpos hídricos, o óleo residual pode ser o responsável pela diminuição do oxigênio na água, levando ao processo de eutrofização. No solo, além do aumento significativo da acidez, ele o impermeabiliza, diminuindo a capacidade de absorver água e influenciando na capacidade das plantas de absorver nutrientes (THODE FILHO *et al.* 2020).

A reciclagem do óleo de fritura residual é uma realidade e uma maneira de agregar valor ao produto. Desde os processos mais comuns como produção de sabão e detergente, até o uso do óleo residual na indústria de combustíveis para produção de biodiesel (VASCONCELOS E SAIBINI, 2018; SILVA *et al.* 2019).

O biodiesel, uma proposta de substituto do diesel oriundo do petróleo, pode ter diversas fontes de matéria prima. Porém, o óleo de fritura residual é uma opção que deve ser explorada por apresentar vantagens sociais e ambientais. O uso desse resíduo na cadeia do biodiesel vem auxiliando na implantação da logística reversa desse produto (COSTA, 2011).

Atualmente, o óleo de soja é a principal matéria prima utilizada para produção de biodiesel. Entretanto, segundo as estimativas de consumo e descarte de óleo de cozinha, realizada em 2013 pelo Ecóleo, o consumo no Brasil é de 20 litros de óleo por pessoa por ano, totalizando 3 bilhões de litros de óleo ao ano. Sendo que em 2019, segundo a ANP, foram utilizados 6,7 bilhões de litros das mais diversas matérias primas para biodiesel, o óleo de fritura, que representa apenas 1,5% dessas matérias primas, poderia chegar a quase 50% se fosse totalmente recolhido e destinado a produção de biodiesel (FERNANDES *et al*. 2008; ECÓLEO, 2013; ANP, 2019;).

Dessa forma, com o uso de uma metodologia de caráter exploratório e analítica, o presente trabalho visa analisar quanti e qualitativamente o óleo de fritura residual produzido em uma cidade do interior do estado de São Paulo.

Foi observado o volume de material com potencial para ser coletado e destinado para produção de biodiesel, traçou-se o perfil de consumo da população em relação a classe social a fim de facilitar na definição de pontos de estratégias para melhorar o volume de óleo coletado no município, e os costumes e conscientização da população com relação aos métodos de descarte.

2. METODOLOGIA

Foi realizado uma análise e panorama do município de São Manuel, interior de São Paulo, localizada na latitude 22º44'52" sul e na longitude 48º35'01" oeste, área territorial de 650.734 km² e 41.123 habitantes (IBGE, 2019). Para desenvolvimento da pesquisa foi aplicado um questionário na população, e para encontrar a unidade amostral necessária para uma pesquisa significativa, foi usado o cálculo de amostragem representativa Equação 1, desenvolvida por Triola (1997).

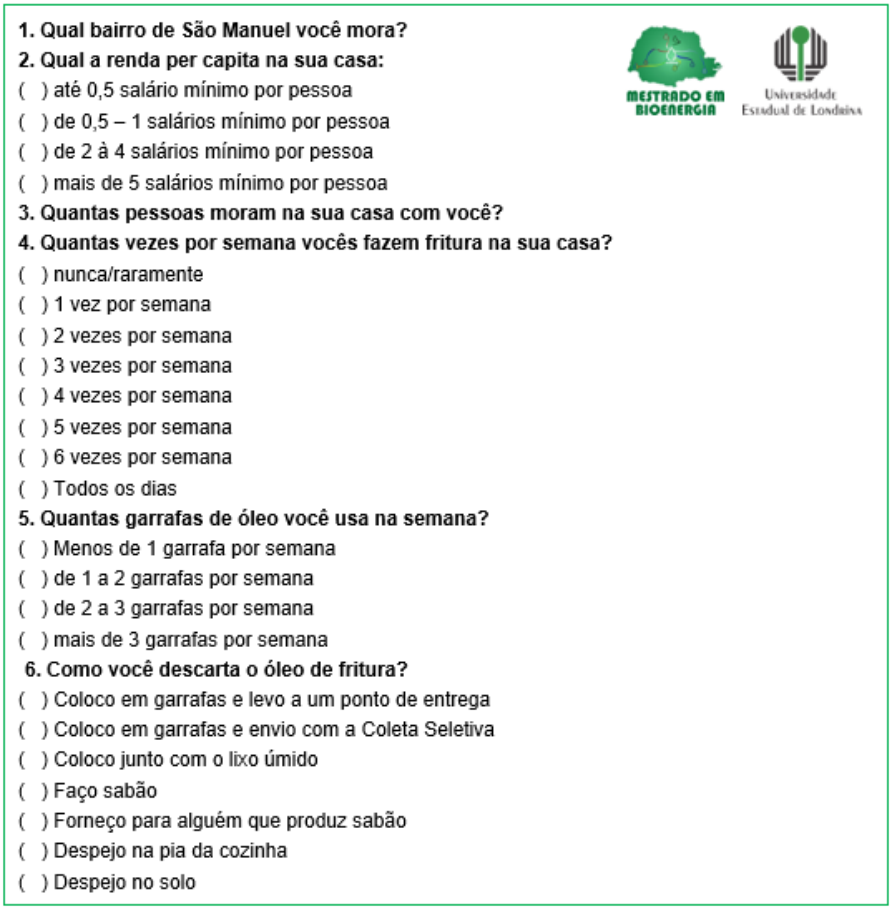
$$n = \frac{N*p*q*\left(Z\frac{\propto}{2}\right)^2}{p*q*\left(Z\frac{\propto}{2}\right)^2+(N-1)*(Erro)^2} = \frac{41.123*0{,}5*0{,}5*(1{,}95)^2}{0{,}5*0{,}5*(1{,}95)^2+(41.123-1)*(0{,}05)^2} = 381, \quad (1)$$

onde: n = unidade amostral; N = número de habitantes na cidade de São Manuel, SP; p = estimativa pontual para a população amostral; q = 1-p; erro = margem de erro; Z (α/2) = valor crítico que corresponde ao nível de confiança desejado.

Assim, a amostragem ou quantidade mínima de respostas necessárias para o município de São Manuel, é de 381. Após encontrar o número de respostas necessárias, o questionário *online* apresentado na Figura 1 foi aplicado na população através do *Google Forms*, divulgado o *Link* através de redes sociais, rádios locais, instituições e ONGs.

Após a coleta dos dados, foi analisado o volume, traçado um perfil socioeconômico, e observado o costume da população em relação a consumo e descarte de óleo vegetal residual.

Para aplicar a pesquisa nos empreendimentos também foi desenvolvido um questionário online, abordando a atividade do empreendimento, o número de refeições preparadas por dia, quantos litros de óleo vegetal residual eram gerados semanalmente e como era realizado o descarte.



1. Qual bairro de São Manuel você mora?
2. Qual a renda per capita na sua casa:
( ) até 0,5 salário mínimo por pessoa
( ) de 0,5 – 1 salários mínimo por pessoa
( ) de 2 à 4 salários mínimo por pessoa
( ) mais de 5 salários mínimo por pessoa
3. Quantas pessoas moram na sua casa com você?
4. Quantas vezes por semana vocês fazem fritura na sua casa?
( ) nunca/raramente
( ) 1 vez por semana
( ) 2 vezes por semana
( ) 3 vezes por semana
( ) 4 vezes por semana
( ) 5 vezes por semana
( ) 6 vezes por semana
( ) Todos os dias
5. Quantas garrafas de óleo você usa na semana?
( ) Menos de 1 garrafa por semana
( ) de 1 a 2 garrafas por semana
( ) de 2 a 3 garrafas por semana
( ) mais de 3 garrafas por semana
6. Como você descarta o óleo de fritura?
( ) Coloco em garrafas e levo a um ponto de entrega
( ) Coloco em garrafas e envio com a Coleta Seletiva
( ) Coloco junto com o lixo úmido
( ) Faço sabão
( ) Forneço para alguém que produz sabão
( ) Despejo na pia da cozinha
( ) Despejo no solo

Figura 1 – Questionário aplicado à população de São Manuel, SP

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Análise dos Dados Gerados pela População de São Manuel, SP

De forma anônima foram retornados 392 formulários por parte das famílias residentes em São Manoel, SP, distribuídas em 57 bairros do município. Na Figura 2 observa-se como foram divididas as classes socioeconômicas, a partir das respostas obtidas no questionário, encontrando que 56% da população é de classe média (recebe de 1 a 4 salários mínimos por pessoa na casa), 33% classe baixa (recebe menos que 1 salário mínimo por pessoa na casa) e 11% classe alta (recebe mais que 5 salários mínimos por pessoa na casa).

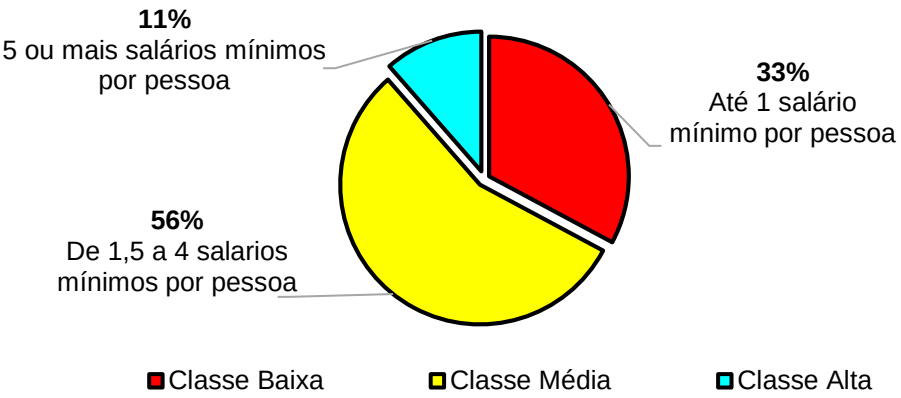


Figura 2 – Perfil socioeconômico do município de São Manuel, SP

De acordo com os dados, 94% da população declarou que gera menos que uma garrafa (comercializada com 900mL) de óleo vegetal residual por semana na casa, não foi observado diferença significativa no volume de óleo vegetal residual gerado em cada classe socioeconômica, chegando ao volume médio de 267mL por pessoa por semana. Já em relação a quantidade de vezes que é realizado o método de cocção por imersão em óleo quente (fritura) foi possível identificar uma variação. Foi contabilizado que 60,5% da classe baixa realiza fritura três ou mais vezes na semana, entretanto, 94,6% das famílias de classe baixa declararam que geram no máximo uma garrafa de óleo vegetal residual por semana, indicando o que essa classe pratica o reuso constante do óleo vegetal. Já a classe alta é que menos realiza fritura semanalmente e consequentemente o reuso de óleo vegetal.

Para realizar a quantificação do volume de óleo vegetal residual gerado no município, foi considerado uma população de 41.123 habitantes (IBGE, 2019), e a média de 0,267 litros de óleo vegetal residual por pessoa por semana, conforme indicado no Quadro 1.

Quadro 1 - Cálculo do volume de óleo vegetal residual gerado pela população de São Manuel, SP

	Número de residências amostradas	Média de moradores por domicílio	Total de moradores inclusos indiretamente	Geração de óleo (L/ Pessoa/ semana)	Volume total gerado por semana
Classe Baixa	85	3,6	308	0,25	76,5
Classe Média	252	3,3	833	0,27	226,8
Classe Alta	55	3,2	177	0,28	49,5
Média	392	3,4	1318	0,270	352,8

A partir do Quadro 1 encontramos a média de 0,270 litros de óleo vegetal residual consumido por pessoa por semana, considerando o mesmo volume de descarte, e uma população de 41.123 (IBGE, 2019), o município tem potencial de geração de 11.103,21 litros de óleo vegetal residual por semana e 532.954 litros por ano. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis em 2021, o quantitativo de 77.727 m³ de óleo de fritura entrou como matéria prima na produção de biodiesel no Brasil.

Ainda em relação ao descarte do óleo vegetal residual, foi analisado quais os destinos que a população escolhe para seu resíduo. Na Figura 3 podemos observar o comportamento da população em relação ao descarte, considerando o descarte adequado (coleta seletiva ou empresa especializada), o descarte inadequado (aterro sanitário, despejo em solo ou na pia) e para a produção de sabão, sendo todas as opções relacionadas às classes sociais.

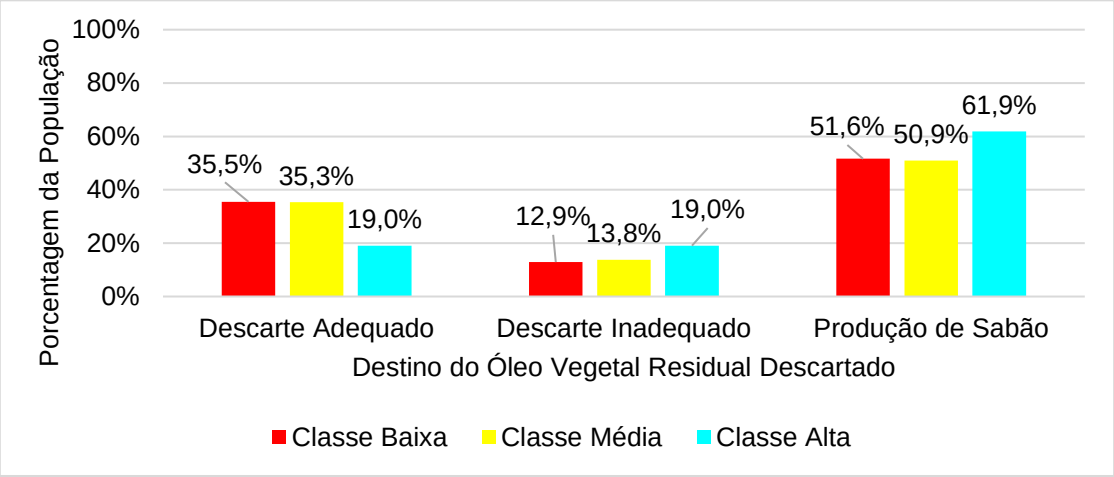


Figura 3 - Descarte do óleo de fritura por famílias de acordo com a classe socioeconômica

Na Figura 3 é possível observar que o destino mais escolhido pela população é para produção de sabão. De maneira geral, apenas 10,9% da população toda realiza o descarte inadequado, sendo a classe alta a que mais realiza descarte inadequado, com 19% das famílias. A destinação desse resíduo para a produção de biodiesel ainda é incipiente no Brasil, tendo potencial de crescer e transformar diversas áreas com essa atividade (ANP, 2019).

Referente a qualidade do óleo vegetal residual para produção de biodiesel, é importante destacar que após submetido a altas temperaturas por longo período, o óleo sofre degradação hidrolítica e oxidativa. Devido a isso, o uso do óleo vegetal residual precisa ser submetido a pré-tratamentos para que possa ser submetido ao processo de transesterificação, como filtragem, remoção de partículas sólidas, neutralização, aquecimento, secagem utilizando sulfato de magnésio, entre outros. Ainda assim, essa decomposição do óleo pode prejudicar a qualidade, o rendimento, e a formação de compostos indesejáveis. Além dos pré-tratamentos, o catalisador escolhido para a conversão do óleo vegetal em biodiesel pode auxiliar na qualidade do biodiesel produzido e na taxa de conversão (GAIO, 2014).

Vale destacar que para coletar, tratar, armazenar e trabalhar esse resíduo deve haver logística para esse processo, sendo destinado locais corretos para

armazenar, que esbarram também na conscientização sobre o tema (APOLINÁRIO *et al.*, 2012; CAMARGO, CARVALHO, 2014).

3.2 Óleo Vegetal Residual Gerado por Empreendimentos

Para identificar os empreendimentos comerciais que consomem, geram e realizam a prática da cocção por imersão em óleo quente, foi solicitado a prefeitura de São Manuel, SP, via oficio, formalmente protocolada, requisitando a identificação desses empreendimentos. Após o acesso negado às informações, foi tentado contado direto com o número de estabelecimentos possíveis, porém os próprios proprietários se negaram a responder.

No município, grandes geradores precisam realizar plano de gerenciamento de resíduos e protocolar junto aos órgãos responsáveis, entretanto, ainda não há um controle eficiente em cima da emissão desses documentos, por isso, a prefeitura criou a Lei 3.848/2015 para dar diretrizes a respeito da gestão dos resíduos nos municípios e estipular metas para conseguir coletar todo o óleo residual gerado, e em 2020, através da Lei 4.355 essas metas foram prorrogadas, indicando que não conseguiram atender a todas as demandas impostas na Lei 3.848/2015.

Segundo a Lei Estadual 997/76, atualizada pelo Decreto 46.397/2002, estabelecimentos que não exercem processos industriais em suas dependências, escritórios e pontos comerciais são dispensados da sistemática de licenciamento.

3.3 Sugestões de Políticas Públicas para Logística Reversa do Óleo Vegetal Residual

A partir desta pesquisa, conforme participação da população e a ausência de participação de grandes gerados, as políticas públicas foram especuladas. Ainda que não haja uma legislação que de direcionamentos específicos para tornar obrigatória a logística reversa do óleo de fritura, que não é debatido no Plano Nacional de Resíduos Sólidos – PNRS, Lei 12.305/2010 e também não está incluso no marco legal do saneamento básico, ambas as leis buscam por

destinação adequada de resíduos, sejam eles líquidos ou sólidos e principalmente o investimento em modelos mais sustentáveis de manejo de resíduos, além de defenderem a coleta seletiva, economia circular e reciclagem de resíduos.

As leis ainda precisam ser lapidadas e reforçadas, pois, ainda que cobrem uma responsabilidade sobre os resíduos gerados, tanto da população, quanto de grandes geradores, ainda há algumas lacunas que impedem a aplicação eficiente das leis já existentes, como a falta de diretrizes a respeito do descarte do óleo vegetal residual.

No âmbito municipal, a Lei nº 3.848/2015 propôs um plano de metas e prazos para coleta de 100% de todo óleo vegetal gerado até 2018, porém, o município não alcançou a sua meta, dessa forma a Lei nº 4.355 de 09 de dezembro de 2020 surge para prorrogar o prazo para revisão e aperfeiçoamento das metas impostas e da reelaboração do Plano Municipal de Resíduos Sólidos de São Manuel, SP.

Ainda do ponto de vista jurídico, a política pública possui uma lacuna, devido à Lei nº 3.848/2015 trazer propostas de rastrear o resíduo apenas para grandes geradores, sem incluir os moradores do município. Além de não trazer uma proposta de como a coleta total desse resíduo será alcançada e como será rastreado esse material e qual será o seu destino, deixando também de propor e reforçar a obrigatoriedade da implantação de um plano de gerenciamento de resíduos aos grandes geradores. A resistência dos geradores e a falta de dados quantitativos concretos sobre o volume desse resíduo reforça a falha de aderência dos municípios na logística reversa desse produto.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo foi desenvolvido através da aplicação do questionário de análise dos costumes da população frente ao consumo e descarte do óleo vegetal residual. A partir dos dados coletados, foi possível concluir que na cidade de São Manuel, SP, há consumo de óleo vegetal para gerar resíduo com potencial para ser destinado à produção de biodiesel. Dentre os participantes

munícipes da pesquisa, obteve-se como conclusão que o número de vezes que o óleo vegetal residual é reutilizado é maior em residências nos bairros de renda per capita menor, 60,5% das famílias, mas com relação ao uso quantitativo de óleo vegetal na cocção por imersão do alimento não houve diferença significativa entre as classes.

O destino principalmente escolhido para o óleo de fritura pelas famílias do município de São Manuel, SP é a produção de sabão (51%), além de 32,7% destinarem corretamente e 10,9% incorretamente e mais praticada pelas famílias de classe alta. Esse resultado pode ser diferente do real, pois é possível que essas famílias não tenham a real dimensão de seu consumo semanal. O município pode gerar até 11 mil litros de óleo vegetal residual semanalmente, considerando um consumo de 0,270 L de óleo por pessoa, e uma população de 41.123 habitantes, resultando em 532.954 litros de óleo vegetal residual por ano.

A ausência de participação dos empreendimentos reforçou a necessidade de implementação de um programa de logística reversa, e de legislações específicas que dê diretrizes adequadas para o controle de geração e destinação desse resíduo, no âmbito nacional e municipal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Biodiesel. 2019 Disponível em: <http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/biodiesel>. Acesso em: 1 nov. 2021 / 10 de janeiro de 2022.

APOLINÁRIO, F. D. B.; PEREIRA, G. DE F.; FERREIRA, J. P. Biodiesel e Alternativas para utilização da glicerina resultante do processo de produção de biodiesel. Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense, v. 2, n. 1, p. 141–146, 2012.

BRASIL. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei no 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. Brasília, 2 ago. 2010. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12305.htm. Acesso em: 1 maio 2021.

CALIXTO, C. F. S., *et al*. Avaliação da Quantidade de Óleo de Soja em Refeições Oferecidas em um Restaurante Universitário. Demetra: Alimentação, Nutrição e Saúde. V. 8, n. 1, p. 53-61. Belo Horizonte, MG. 2013.

CAMARGO, R. P. L.; CARVALHO, C. R. R. Estudos de Viabilidade Econômica da Utilização dos Óleos e Gorduras Residuais para Produção de Biodiesel no Brasil. Revista Processos Químicos, v. 8, n. 15, p. 39–48, 2014.

COSTA, F. P. Viabilidade da Utilização de Óleo de Fritura Para Fabricação de Biodiesel e Demais Produtos. VII Congresso de Excelência em Gestão. ISSN: 1984-9354. Rio de Janeiro, RJ. 12 e 13 de agosto de 2011.

ECÓLEO. No Brasil consome-se cerca de 19 litros per capita de óleo por ano. (Abiove). Disponível em: Acesso em: jan 2013.

FERNANDES, R. K. M. *et al*. Biodiesel A Partir De Óleo Residual De Fritura: Alternativa Energética E Desenvolvimento Sócio-Ambiental. XXVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. A Integração de cadeias produtivas com a abordagem da manufatura sustentável. Rio de Janeiro, RJ, de 13 a 16 de outubro de 2008.

MOECKE, Elisa Helena Siegel *et al*. PRODUÇÃO DE BIODIESEL A PARTIR DO ÓLEO DE FRITURA USADO E O EMPODERAMENTO DA COMUNIDADE. Revista Gestão Sustentabilidade Ambiental, Florianópolis, v. 1, n. 1, p. 33-40, set. 2012.

TOMASI, K. *et al*. Perfil de Consumo e Descarte de Óleo Comestível no Município de Ijuí-RS. Revista Contexto e Saúde. Editora Unijuí, v.14, n.27, p. 54-64. Ijuí, RS. Jul/Dez de 2014.

THODE FILHO, Sérgio; et al. Efeitos associados ao descarte inadequado do óleo vegetal residual nas propriedades físico-químicas do solo. Natural Resources, [S.L.], v. 10, n. 3, p. 25-37, 12 ago. 2020.Companhia Brasileira de Producao Cientifica. http://dx.doi.org/10.6008/cbpc2237-9290.2020.003.0004.

TRIOLA, M. F. Estimativas e Tamanhos Amostrais. Introdução a Estatística. 10 ed. Rio de Janeiro: Ltc. 1997, cap. 6.

SILVA, A. J. R. *et al.* Viabilidade Técnica do Uso de Óleo de Cozinha Como Aditivo em Argamassa. Revista Principia. Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB, nº 45, pag. 40-48. João Pessoa, 2019.

VASCONCELOS, M. C.; SABAINI, M. S. Avaliação da Viscosidade do Asfalto Modificado Com Resíduo de Óleo de Cozinha. 32º Congresso de Pesquisa e Ensino em Transporte da ANPET. Infraestruturas Ligantes e Misturas Asfálticas II. Pag. 1554-1565. Gramado, RS. 04 a 07 de novembro de 2018.

M&V APLICADO A UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS

Benno Lucas Santos Rohenkohl[1]; Luiza Mical Alves Batista[1]; Wellinsílvio Costa dos Santos[1]

[1]*Universidade Federal de Alagoas*

RESUMO

Com o intuito de aperfeiçoar a gestão energética na Universidade Federal de Alagoas, este trabalho serve como caso prático de estudo na área da eficiência energética. Assim, são mostrados os benefícios obtidos ao se aplicar ações como a troca de luminárias. Nesse processo, são detalhados os procedimentos envolvidos no M&V, bem como uma análise econômica.

Palavras-chave: Curva de carga; Energia Elétrica; Eficiência Energética.

ABSTRACT

With the intention of improving the energetic gesture of the Federal University of Alagoas, this paper serves as a practical case of study in the field of efficient energy use. Thus, it is shown the several benefits obtained by applying action such as the replacement of luminaries. In this process, are detailed the procedures involved in the M&V, as well as an economic analysis.

Keywords: Load curve; Eletric Energy; Efficient Energy Use.

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho é fruto do Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D nº 01/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo realizado ao longo de três ciclos anuais, visando fomentar o ambiente de estudos universitário sobre o tema da eficiência energética.

Devido à crescente demanda do consumo de energia elétrica a nível mundial, novas alternativas são necessárias para o enfrentamento deste cenário. Dessa forma, surge a eficiência energética, pautada no uso racional deste insumo, seja através de mudanças nos padrões de consumo, na troca de

aparelho, na geração advinda de fontes renováveis ou mesmo através da mudança da modalidade de contratação de energia elétrica.

Para assegurar a economia de energia gerada a partir das Ações de Eficiência Energética (AEE), foi criado no Brasil, o sistema de Medição e Verificação (M&V), sendo constituído de uma série de procedimentos e metodologias de apuração dos resultados energéticos obtidos em projetos desenvolvidos no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE) Regulado pela ANEEL.

As metodologias são baseadas no Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance (PIMVP), que representam uma iniciativa relevante para se avaliar criteriosamente os resultados dos projetos do PEE, assim como sua uniformização pelas diversas distribuidoras. (ANEEL, 2017)

O PIMVP não prescreve métodos específicos para apuração da economia de energia advinda de uma ação de eficiência energética. Ao contrário, devido à multiplicidade de situações encontradas na prática, ele define uma estrutura de abordagem e terminologias que permitem sua adequação às diversas situações encontradas.

Dessa forma, para cada situação específica, deve ser elaborado um Plano de M&V que direcione as ações e garanta que todos os dados necessários para a determinação da economia, estejam disponíveis após a realização da AAE, dentro de um orçamento aceitável.

A ação abaixo foi realizada na Biblioteca Central da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), no Campus A.C. Simões. Tendo sido escolhida devido a sua importância dentro da realidade acadêmica, sendo um local que aglutina diversos serviços essenciais, reunindo estudantes e professores. Por fim, há grande carga de iluminação, que será o foco deste M&V, servindo de modelo de aplicação para outras edificações.

2. METODOLOGIA

Circuitos de iluminação tem uma grande capacidade preditiva associada intrinsecamente, ou seja, desde que tenham um padrão de uso diagnosticado.

Somado a isso, está o fato da sua relevância na curva de carga do Campus A.C. Simões.

Assim, este trabalhou objetivou validar o modelo de M&V para uma AAE implementada em um circuito de iluminação na Biblioteca Central da UFAL. Ao fim, será feita uma avaliação econômica da substituição de lâmpadas fluorescentes tubulares (LFT) de 40 W, por lâmpadas a LED de 18 W, que possuem o mesmo fluxo luminoso.

A utilização de lâmpadas LED, além do benefício direto da redução da potência do sistema, possui efeitos iterativos, isto é, com o menor calor desprendido pelas lâmpadas LED, há também uma menor perda energética na forma de calor a montante, reduzindo assim a carga térmica do sistema de condicionamento de ar, fato este que não foi medido em razão de apresentar alta complexidade e demandar um grande tempo no período de determinação da linha de base.

No período de realização deste trabalho, a universidade vivenciava um período pandêmico excepcional, com o horário de utilização da biblioteca largamente reduzido. As luminárias eram ligadas às 7h30 e desligadas às 16h40 nos dias úteis e não eram acionadas aos fins de semana. Por sua vez, em tempos normais, o sistema é ligado às 7h e desligado às 22h nos dias úteis e funciona das 8h às 14h aos sábados. Para ampliar a validade da avaliação econômica, os dois cenários foram considerados.

A economia de energia não pode ser medida diretamente, pois a economia representa a ausência de consumo. Sendo assim, a economia é tradicionalmente obtida comparando-se o consumo antes da implementação da AAE, e posterior a ela, realizando-se os ajustes necessários em razão de alterações climáticas e de uso nos equipamentos.

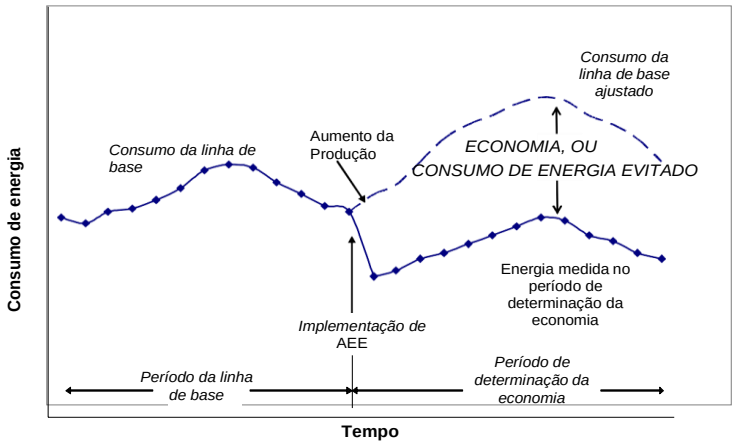


Figura 1 – Economia projetada – PIMVP (2012)

Felizmente, tanto o circuito de iluminação amostral, como o sistema global da Biblioteca, apresenta padrão de uso bem definido pelo horário de funcionamento do edifício, não estando sujeito a variações comportamentais ao longo do ano.

Através de levantamento, o total de lâmpadas na biblioteca foi estimado em 1550. Para esta população, segundo as recomendações no documento criado em 2013 pela ANEEL: Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (PROPEE), há a orientação para um nível de precisão de 10% e um nível de confiança desejado de 95%, chegando a uma amostra representativa de 20 luminárias.

Dessa maneira, o consumo de linha de base ajustado foi dado pelo consumo das 20 LFTs medidas de segunda-feira até às 11h da quarta-feira, visto que há pouquíssima variação de consumo entre os dias. A energia medida no período de determinação da economia ocorreu das 11h da quarta-feira até a sexta-feira.

Para o consumo da linha de base ajustada, se buscou a equivalência dos valores obtidos entre segunda e quarta, quando foi avaliado o sistema funcionando integralmente com as LFTs. Dito isso, o primeiro passo foi o cálculo da previsão esperada pelo método da potência nominal, ou seja, entre uma LFT de 40 W e uma lâmpada LED de 18 W, esperou-se uma economia na ordem de 55%. Essa é a estimativa *ex ante*, ou seja, a expectativa de redução.

Na sequência, um sistema com 20 LFTs do acervo geral da biblioteca foi isolado, com a medição realizada por meio do medidor PowerNet T-500 (figura 2). As medições foram realizadas ao curso de uma semana, com intervalo de 10 minutos entre as medições. Vale salientar que, entre as grandezas extraídas, estão a corrente, tensão, potência e fator de potência, mas para o escopo deste estudo, a métrica da potência foi a de maior interesse.

Figura 2 – Medidor Power Net T-500

Abaixo, a composição das curvas de cargas medidas ao longo da semana:

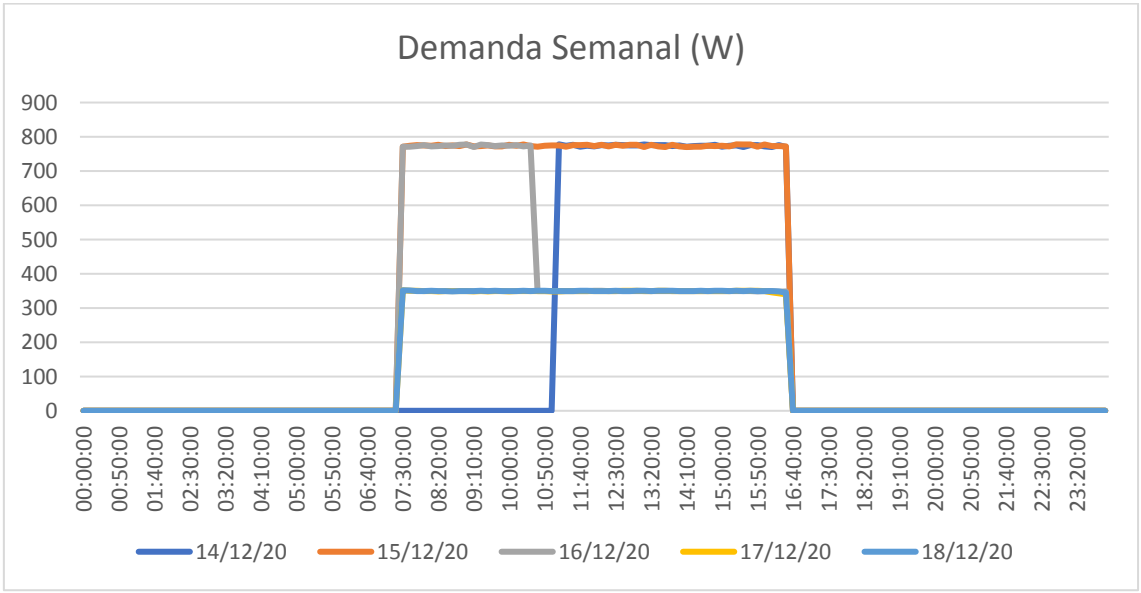


Figura 3 – Curva de carga dos dias úteis

Da análise dos gráficos, está o valor médio em Watts para cada um dos dias:

- Segunda-feira: 774,137 W
- Terça-feira: 774,01 W
- Quarta-feira (antes): 773,91 W
- Quarta-feira (depois): 349, 50 W
- Quinta-feira: 349, 23 W
- Sexta-feira: 349, 80 W

De maneira similar ao que foi feito anteriormente, calculou-se a economia medida pelo método das curvas de carga:

$$Feconomia = \frac{Pantes}{Pdepois} = \frac{349{,}51}{774{,}03} = 0{,}452 = 45{,}2\%$$

Logo, foi constatado uma economia de carga na ordem de 54,8%, em linha com o que foi encontrado pelo método da potência nominal, sendo possível atestar a precisão e acurácia dos dados obtidos pelo PowerNet T-500.

Com esta etapa concluída, procedeu-se para o cálculo da economia proporcionada pela substituição de cada lâmpada com valores de kWh ponta e fora ponta referentes ao mês de agosto de 2020. Os dados referenciados na tabela 1, valem para o custo de uma lâmpada de cada modelo conectada à rede durante uma hora. De posse dessa informação e aliado ao padrão de uso da biblioteca, foi calculado o *Breakeven* de cada situação.

Tabela 1 – Valor horário de cada lâmpada conectada à rede

Valor	LED de 18W	LFT de 40W
Ponta/hora	R$ 0,04496	R$ 0,09992
Fora ponta/hora	R$ 0,00640	R$ 0,01422

Na tabela 2, foram feitas simulações com preços de lâmpadas variando entre R$ 15,00 até R$ 45,00, pois procurou-se aliar preços corriqueiros do varejo com o valor previsto na planilha de Relação Custo Benefício (RCB) disponibilizada pela Equatorial Alagoas. Da mesma planilha, foi extraído o custo de descarte e do transporte.

Tabela 2 – Economia ajustada em diversos cenários de compra

Preço base LED 18W	R$ 15,00	R$ 20,00	R$ 25,00	R$ 30,00	R$ 35,00	R$ 40,00	R$ 45,00
Descarte das LFT	R$ 4,08	R$ 4,08	R$ 4,08	R$ 4,08	R$ 4,08	R$ 4,08	R$ 4,08
Transporte	R$ 2,39	R$ 2,39	R$ 2,39	R$ 2,39	R$ 2,39	R$ 2,39	R$ 2,39
Preço Total	R$ 21,47	R$ 26,47	R$ 31,47	R$ 36,47	R$ 41,47	R$ 46,47	R$ 51,47
Breakeven fora ponta (h)	3354,69	4135,94	4917,19	5698,44	6479,69	7260,94	8042,19
Breakeven ponta (h)	477,54	588,75	699,96	811,17	922,38	1033,59	1144,80
Economia útil/lâmpada	R$ 364,70	R$ 358,59	R$ 352,48	R$ 346,37	R$ 340,25	R$ 334,14	R$ 328,08

Da análise da tabela 2, tem-se que, para o menor valor, o *Breakeven* seria em 3.356.16 horas e, para o caso de maior valor, em 8.045,71 horas, considerado uma utilização puramente em fora ponta. Vale notar que o tempo de vida útil de uma lâmpada varia de acordo com o seu fornecedor, mas atinge em média valores próximos a 50.000 horas. Dessa forma, de acordo com a tabela 2, ainda que se considere o valor mais caro para a lâmpada LED, após o momento em que ela se pagou, ainda se resta cerca de 80% do período útil da lâmpada.

Além disso, como a vida útil de lâmpada é medida em face do tempo de utilização para que a depreciação do fluxo luminoso seja de 30%, ou seja, não necessariamente a lâmpada estará queimada ao fim desse período e poderá ter seu tempo de utilização expandido. Por fim, no caso da lâmpada LED, há o benefício adicional de ser facilmente consertável através da soldagem.

A economia proporcionada por cada lâmpada a LED nas horas restantes, isto é, entre o *Breakeven* e o tempo de vida útil, retornam a economia útil total da lâmpada, foi calculada levando-se em conta puramente o valor do kWh fora ponta, estimada em muitas vezes o valor de aquisição da mesma.

Por fim, para que se estime em quanto tempo cada lâmpada se pagará, será adotado o mês base de 22 dias úteis com 4 sábados. Dessa forma, chegou-se aos valores presentes na tabela 3.

Tabela 3 – *Breakeven* em cada cenário

Valor	Período pandêmico	Período normal
R$ 21,47	17 meses e 15 dias	4 meses e 15 dias
R$ 26,47	20 meses e 24 dias	5 meses e 21 dias
R$ 31,47	24 meses e 24 dias	6 meses e 16 dias
R$ 36,47	28 meses e 24 dias	7 meses e 16 dias
R$ 41,47	32 mess e 24 dias	8 meses e 21 dias
R$ 46,47	36 meses e 24 dias	9 meses e 18 dias
R$ 51,47	40 meses e 23 dias	10 meses e 21 dias

3. CONCLUSÃO

Por fim, é preciso frisar a importância desse tipo de projeto para a disseminação da eficiência energética e seu potencial impacto na relação das pessoas com a energia elétrica. As pesquisas mostradas acima serviram ao propósito de exemplificar que um manejo energético coordenado é imprescindível não só para a gestão energética universitária, mas de qualquer consumidor.

Apesar das dificuldades extraordinárias causas pela pandemia, as pesquisas se propuseram a aperfeiçoar o manejo de energia no ambiente universitário, com a descrição e prática da metodologia M&V, junto aos impactos da AAE e economia proporcionada.

Em suma, através da conclusão do projeto e das obras da miniusina fotovoltaica, a metodologia e a *expertise* de análise adquirida, serão substancialmente úteis na redução da curva de carga da Universidade Federal de Alagoas, sobretudo em plena capacidade operacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABESCO – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS CONSERVAÇÃO DE ENERGIA. Protocolo Internacional de Medição e Verificação da Performance. Disponível em: < http://www.abesco.com.br/wp-content/uploads/2015/07/PIMVP_2012-PTBR.pdf > Acesso em: 14 set. 2019

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Medição e verificação. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/-/asset_publisher/94kK2bHDLPmo/content/medicao-e-verificacao-m-v-/656831?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-eficiencia-energetica%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_94kK2bHDLPmo%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2 > Acesso em 14 set. 2019

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Guia de M&V. Disponível em: < https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/chamada-publica/SiteAssets/Paginas/chamada-publica/Guia%20de%20Medi%C3%A7%C3%A3o%20e%20Verifica%C3%A7%C3%A3o%20para%20o%20Programa%20de%20Efici%C3%AAncia%20Energ%C3%A9tica%20Regulado%20pela%20ANEEL.pdf >. Acesso em: 14 set. 2019.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Fundamentos de M&V e Protocolo Internacional de Medição e Verificação de *Performance* (2014) para Gestores de Energia. Disponível em: <https://www.mma.gov.br/images/arquivo/80051/Site_novo/Cursos%20MV/Apostila%20-%20CMVP.pdf >. Acesso em: 14 set. 2019

MAPEAMENTO DE ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE RELACIONADOS À CONSTRUÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

Amanda Vanderwegen[1]; Gabriel Mozel[1]; Guilherme Santanna Castiglio[1]; Juliana Klas[1]; Mariana Resener[2]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Sul; [2]Simon Fraser University

RESUMO

O processo de roteamento de linhas de transmissão tradicionalmente adotado pelos agentes do setor elétrico brasileiro busca o critério de mínimo custo do planejamento e o tema da sustentabilidade é muitas vezes avaliado de maneira secundária. Com o objetivo de se traçar uma linha de base em relação à sustentabilidade nas linhas de transmissão, e considerando a pertinência do tema, o presente trabalho apresenta uma metodologia de mapeamento de aspectos de sustentabilidade do sistema de transmissão Brasileiro. Utilizando-se de dados do acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão e dados geoespaciais foram criados seis indicadores de sustentabilidade e apresentados resultados para um período de dez anos. Os resultados demonstram a potencialidade da metodologia, para um acompanhamento das futuras linhas de transmissão assim como para basear novas propostas de políticas públicas relacionadas à expansão sustentável do sistema de transmissão. Palavras-chave: Linhas de Transmissão, Energia Elétrica, Sustentabilidade.

ABSTRACT

The transmission line routing process traditionally adopted by agents in the Brazilian electricity sector seeks the criterion of minimum planning cost and the issue of sustainability is often evaluated in a secondary way. In order to trace a baseline in relation to sustainability in transmission lines, and considering the relevance of the theme, the present work presents a methodology for mapping

sustainability aspects of the Brazilian transmission system. Using data from the monitoring of Transmission Enterprises and geospatial data, six sustainability indicators were created and results were presented for a period of ten years. The results show the potential of the methodology for monitoring future transmission lines as well as for supporting new proposals for public policies related to the sustainable expansion of the transmission system. Keywords: Transmission Power Lines; Electrical energy, Sustainability.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, o serviço público de transmissão de energia elétrica está integrado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema hidrotérmico-eólico de grande porte, com crescente penetração de solar nos últimos anos, e dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (ANEEL, 2004). O planejamento da expansão do sistema de transmissão, em geral, é centralizado e atribuído a um órgão público especializado, sujeito a critérios de seleção pré-estabelecidos em relação às melhores alternativas. Os custos de implantação dos novos sistemas são fixados pelo agente regulador e incorporados em um processo licitatório de concessão para construção e manutenção (JANNUZZI & SWISHER, 1997) (GÓMEZ-EXPÓSITO, 2011).

Neste processo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável por elaborar relatórios que identificam, concebem e detalham os reforços balizadores no processo licitatório, baseados no mapeamento das necessidades do SIN, para o adequado suprimento de energia elétrica ao País, garantindo a confiabilidade de atendimento e a economicidade aos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia é responsável pelos procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para a transmissão de energia elétrica.

O processo de roteamento de linhas de transmissão tradicionalmente adotado pelos agentes do setor elétrico brasileiro busca o critério de mínimo custo do planejamento e os impactos ambientais, sociais e os danos aos

recursos naturais são abordados como externalidades (CARDOSO, 2014). Observa-se que o tema da sustentabilidade é muitas vezes avaliado de maneira secundária, reduzido às questões impostas pela legislação, tais como relatórios e estudos visando licenciamento (CARDOSO, 2019).

De acordo com a EPE (EPEa, 2018), a sustentabilidade é inserida na fase do projeto da linha transmissão durante a definição de traçado, ainda na elaboração do R1 com uma análise preliminar da Sensibilidade Socioambiental das alternativas de corredores previamente selecionados. A análise socioambiental é então mais bem detalhada no Relatório R3, para a alternativa escolhida. A EPE indica uma série de elementos e características que influenciam na complexidade e custos de construção e/ou licenciamento ambiental e que devem ser evitadas, dentre elas áreas urbanas, vegetação nativa, unidades de conservação, patrimônios arqueológicos, terras indígenas, entre outras listadas nas diretrizes de traçado.

Outra forma de inserir a sustentabilidade na fase de projeto das linhas de transmissão é a quantificação dos custos ambientais, que pode ser abordada através de dois métodos: o do custo de degradação e do custo de controle. O custo de degradação expressa o valor econômico dos danos ambientais causados pelo empreendimento (FURTADO, 1999). No processo de roteamento tradicionalmente adotado pelos agentes transmissores, que busca o critério de mínimo custo do planejamento, não se identifica a representação dos custos impostos à sociedade, uma vez que os custos ambientais dos recursos naturais são abordados como externalidades (FURTADO, 1996).

Com o objetivo de se traçar uma linha de base em relação à sustentabilidade nas linhas de transmissão, e considerando a pertinência do tema dado o horizonte de construção de 33.633 km (EPEc, 2021) de novas linhas até o ano de 2030 com R$ 51,8 bilhões de reais em empreendimentos com outorga até 2031 no SIN, faz-se necessário o mapeamento de aspectos de sustentabilidade do sistema de transmissão no Brasil. O tema já é destacado pela EPE, no seu plano de expansão até 2030 (EPEb, 2020) com tópicos que versam sobre os principais objetivos socioambientais.

Os objetivos específicos da pesquisa são a definição de indicadores relacionados aos pilares da sustentabilidade (econômico, social e ambiental) no contexto do sistema de transmissão no Brasil. A contribuição do presente trabalho, portanto se refere ao a) tratamento de bases de dados na perspectiva do planejamento elétrico sustentável b) identificação de linha de base de aspectos de sustentabilidade do sistema de transmissão.

2. METODOLOGIA

A metodologia consiste na obtenção e análise de dados do sistema de transmissão Brasileiro através de duas bases distintas identificando-se aspectos econômicos, ambientais e sociais. Utilizou-se um banco de informações fornecido pela ANEEL de acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão (EPEd,2022) e dados geoespaciais disponibilizados por diversas entidades com a identificação de linhas de transmissão, comunidades indígenas, unidades quilombolas, unidades de conservação entre outras áreas sensíveis a respeito de sustentabilidade nacional.

2.1 Aspectos Econômicos

A base de dados Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão (EPEd,2022) apresenta um total de 2060 empreendimentos com detalhes da construção de subestações, recapacitação de linhas de transmissão, ampliação de novas linhas de transmissão, adição de circuitos e/ou instalação de equipamentos auxiliares. Dentre as 27 colunas presentes no arquivo destacam-se a Descrição do empreendimento, o tipo, a situação da licença de operação (LO), LO Previsão Efetiva, o prazo legal em dias, o atraso previsto em dias e o acréscimo em km.

A partir dessas colunas as variáveis descritas na Tabela 1 foram identificadas.

Tabela 1 – Variáveis do banco de dados de aspectos econômicos

Coluna Origem da Variável	Tipo de Parâmetro	Variável	Unidade
Prazo Legal dias	Prazo Legal de Construção da linha de transmissão	PL	Dias
Atraso Previsto dias	Atraso ou Antecipação na Entrega da linha de transmissão	AE	Dias
Descricao do Empreendimento	Tensão da linha de transmissão	V	kV
Acrescimo KM	Comprimento da linha de transmissão	$Comp.$	Km
LO Previsão Efetiva	Momento de Entrada em Operação	-	Ano

Com base nessas variáveis, foram elaborados três indicadores econômicos descritos na Tabela 2. Entende-se que o prazo de entrega é um aspecto econômico relevante na construção de empreendimentos de linhas de transmissão, tanto para o crescimento econômico do país com a possibilidade de expansão do parque consumidor e gerador de energia quanto para as próprias construtoras das infraestruturas de transmissão que sofrem penalizações econômicas por atrasos na construção.

Tabela 2 – Indicadores dos aspectos econômicos

Indicador	Equação	Comentário
Prazo Legal por Comprimento (I_1)	$I_1 = \frac{PL}{Comp}$	Relação entre o prazo legal concedido através do instrumento legal e a extensão da linha de transmissão.
Atraso ou Antecipação por Comprimento (I_2)	$I_2 = \frac{AE}{Comp}$	Relação entre o atraso/antecipação na entrega das linhas e sua extensão. Pode assumir valores negativos, uma vez que se considerou para linhas entregues antes do prazo valores negativos de atraso, ou seja, a quantidade de dias que foi entregue com antecedência em relação ao prazo legal.
Prazo Total por Comprimento (I_3)	$I_3 = \frac{(PL + AE)}{Comp}$	Relação entre o prazo total com a extensão da linha de transmissão.

Estes indicadores serviram como base para subsidiar as análises relativas aos aspectos econômicos.

2.2 Aspectos Socioambientais

A análise dos dados geoespaciais consistiu em determinar quatro grupos de critérios socioambientais sensíveis do ponto de vista de linhas de transmissão, destacados na Tabela 3.

Tabela 3 – Bancos de dados geoespaciais aspectos socioambientais

Critério	Fonte	Representação
Unidades de Conservação	(MMA, 2022)	Vetorial - Polígono
Terras Indígenas	(FUNAI, 2022)	Vetorial- Polígono
Comunidades Quilombolas	(INCRAa, 2022)	Vetorial- Polígono
Assentamentos INCRA	(INCRAb, 2022)	Vetorial- Polígono
Linhas de Transmissão no Brasil	(EPEe, 2022)	Vetorial - Linhas

Estes aspectos foram selecionados por representarem áreas sensíveis do ponto de vista social e ambiental. As unidades de conservação são espaços territoriais e os recursos ambientais presentes cuja conservação e preservação da biodiversidade é de relevância nacional. Estas áreas são determinadas e geridas pelo Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (SNUC) (Lei N° 9.985, 18 jul. 2000).

As terras indígenas, demarcadas pela Fundação Nacional do Índio (FUNAI) e consideradas bens da União, são regiões tradicionalmente ocupadas pelos índios e de usufruto exclusivo, sendo necessário autorização do Congresso Nacional para aproveitamento de recursos (Art. 231 Constituição Federal 1988).

As comunidades quilombolas são terras historicamente ocupadas por quilombos, comunidades formadas por fugitivos da escravidão, com posse de terras garantida de acordo com o Art. 68 da Constituição Federal. Essas terras são identificadas e demarcadas pelo INCRA (Decreto N° 4.887, 20 nov. 2003).

Os assentamentos rurais, consistem em um conjunto de unidades agrícolas, instaladas pelo INCRA onde originalmente existia um imóvel rural que pertencia a um único proprietário. Cada uma dessas unidades, é entregue pelo INCRA a uma família sem condições econômicas para adquirir e manter um

imóvel rural por outras vias. Este aspecto influencia no processo de aquisição fundiária para construção das linhas de transmissão, uma vez que a empresa responsável pela construção da nova linha deverá estabelecer tratativas com o INCRA para realizar o processo indenizatório.

Destaca-se que, na base de dados (EPEe, 2022) considerou-se as linhas de transmissão que entraram em operação a partir do ano de 2010. Além disso, considerou-se que cada circuito de uma linha de transmissão representa um comprimento de travessia independente, por exemplo, uma linha com três circuitos simples estabelecidos em torres diferentes, representam três comprimentos de travessias.

Utilizando a função *clip* do software Arcgis, foi possível determinar a porção do traçado das linhas no interior das áreas descritas na Tabela 2. Com a ferramenta calculadora de geometria determinou-se o comprimento destes trechos. Foram analisadas um total de 1254 linhas de transmissão e todos os dados geoespaciais foram analisados utilizando a projeção cartográfica WGS 1984 World Mercator e Datum WGS 1984. A Figura 1 apresenta os traçados de linhas de transmissão considerados na análise e as áreas dos aspectos socioambientais considerados.

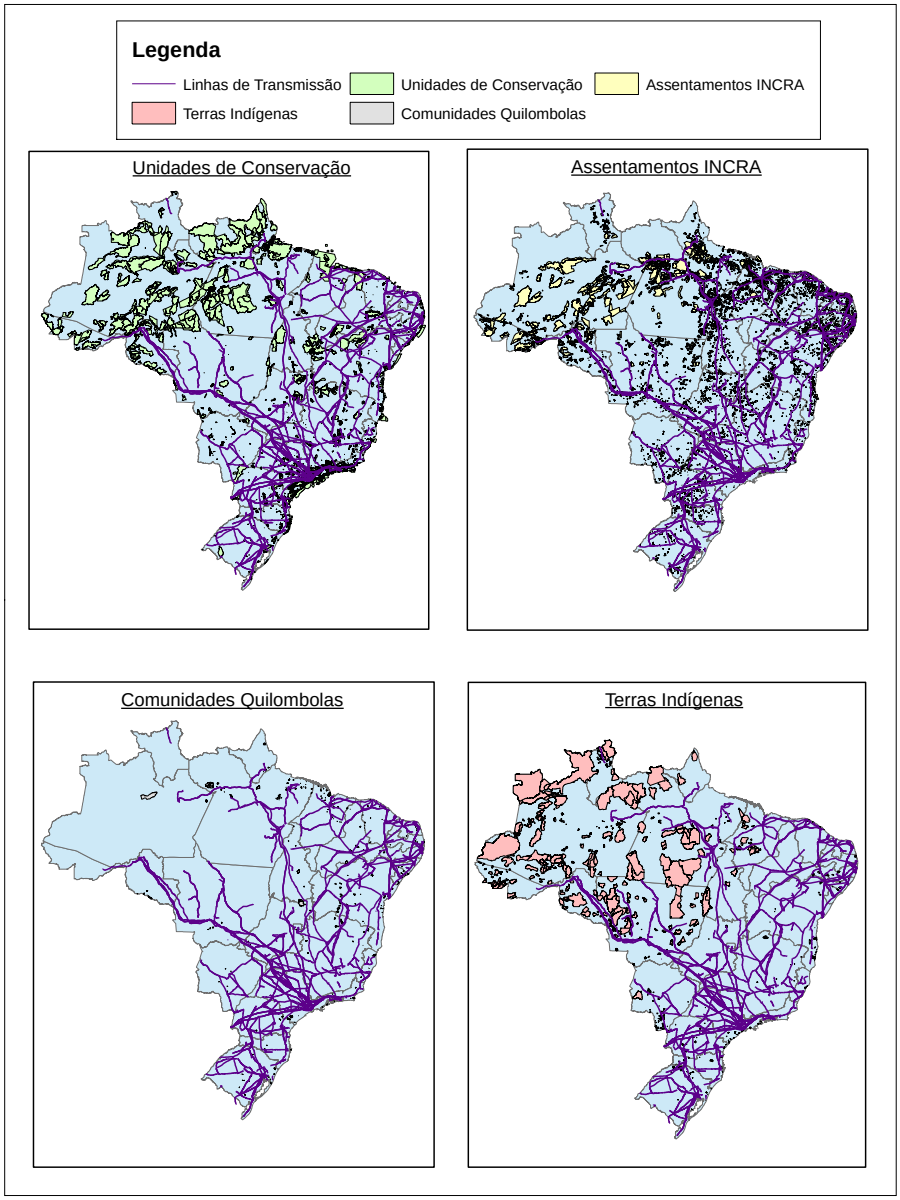


Figura 1 – Bases de dados geoespaciais consideradas para avaliação dos aspectos socioambientais

Para avaliação dos aspectos socioambientais optou-se por determinar dois indicadores, o primeiro trata-se do comprimento efetivo de travessias de áreas sensíveis em um ano (I_4) e é dado em km. O segundo refere-se à relação entre o comprimento das travessias de um ano e o comprimento total de linhas construídas nesse mesmo ano (I_5) dado em %.

3. RESULTADOS

A partir da metodologia de análise proposta, gerou-se indicadores econômicos e socioambientais relacionados ao processo de expansão da transmissão no Brasil.

3.1. Indicadores econômicos

Os valores médios, máximos e mínimos dos indicadores I_1, I_2 e I_3, apresentados na Figura 2, foram calculados para um conjunto homogêneo de empreendimento selecionados no Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão (EPEd,2022) cuja descrição do empreendimento contemplava unicamente o primeiro circuito de uma LT de corrente alternada com situação da LO concluída.

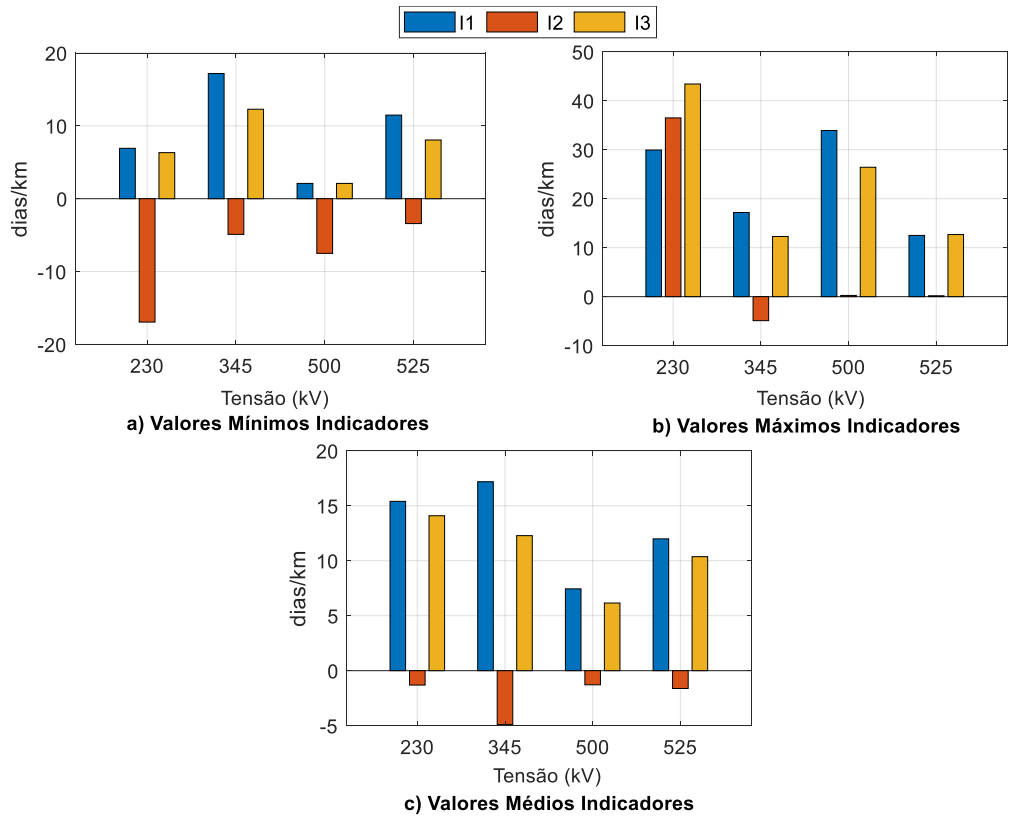


Figura 2 – Valores mínimos, máximos e médios dos indicadores de aspectos econômicos

Nesse universo de escolha, pelos resultados encontrados, destaca-se a grande diferença de número de dias mínimo e máximo do prazo legal para as LTs de 230kV e 500kV, sendo o desvio padrão calculado do I_1 para essas tensões de 7,9 e 8,3 de km/dias, respectivamente. Em relação ao I_2, de atraso ou antecipação destaca-se que as LTs de 230kV apresentam a principal variação de valores máximos e mínimos, com um desvio padrão calculado de 12,7 km/dias. Por fim, o valor final do prazo em que a LT foi entregue para operação, representado pelo I_3 , sendo composto pelas somas dos indicadores I_2 e I_3 seguiu a tendência de maior dispersão nas LTs de 230kV e 500kV, com desvio padrão calculado de 9,4 km/dia e 6,3 4 km/dia.

Em relação aos valores médios encontrados, destaca-se que as LTs de 230kV são as que apresentam o maior valor de I_3, com prazo de entrega médio de 14,1 dias/km. No universo escolhido, esse nível de tensão e 500kV apresentam a maioria dos empreendimentos em quantidade, porém em quilômetros as LTs de 500kV apresentam 72% da quilometragem total seguido por 22% de LTs de 230kV.

3.2 Indicadores Socioambientais

A Tabela 4 apresenta um consolidado das travessias de áreas com sensibilidade socioambiental. Na coluna 2 está apresentado o comprimento total de linhas de transmissão que entraram em operação no período de 2010 a 2022. O indicador I_4 representa o comprimento total de travessias de cada tipo de área e o indicador I_5 representa a relação entre este comprimento e o comprimento total de linhas que entraram em operação.

Tabela 4 – Valores não nulos de travessias (I_4) e percentuais de áreas com sensibilidade socioambiental (I_5)

Ano de Entrada em Operação	Comprimento Total (km)	Indicadores							
		Unidades de Conservação		Terras Indígenas		Comunidades Quilombolas		Assentamentos Rurais	
		I_4 (km)	I_5 (%)	I_4 (km)	I_5 (%)	I_4 (km)	I_5 (%)	I_4 (km)	I_5 (%)
2010	464,20	-	-	10,20	2,20%	-	-	12,45	2,68%
2011	718,31	-	-	0,32	0,04%	-	-	2,67	0,37%
2012	539,27	-	-	-	-	-	-	36,14	6,70%
2013	1166,86	29,35	2,52%	-	-	-	-	97,72	8,37%
2014	3317,11	-	-	-	-	-	-	132,81	4,00%
2015	1460,53	-	-	12,02	0,82%	-	-	18,03	1,23%
2016	1560,87	-	-	-	-	-	-	47,18	3,02%
2017	2355,32	-	-	-	-	-	-	324,02	13,76%
2018	785,76	-	-	-	-	-	-	28,54	3,63%
2019	1314,22	-	-	-	-	-	-	41,54	3,16%
2020	2188,01	64,62	2,95%	-	-	-	-	61,50	2,81%
2021	8224,39	433,45	5,27%	5,91	0,07%	10,53	0,13%	322,77	3,92%
2022*	1739,73	87,38	5,02%	-	-	-	-	6,64	0,38%
> 2022**	134398	1235	0,92%	549	0,41%	168	0,13%	5848	4,35%

*Refere-se a linhas de transmissão que entraram em operação até janeiro de 2022.

**Refere-se a linhas que estão construídas, mas ainda não entraram em operação.

É possível observar que as áreas de assentamentos rurais são as que apresentam maior número e comprimento de travessias ao longo dos anos. As travessias de unidades de conservação têm crescido nos últimos anos, fato que demonstra um ponto de atenção uma vez que são áreas de preservação da biodiversidade. As terras indígenas representam valores intermediários com aumento absoluto do indicador I_4 nos últimos anos, verificou-se o mesmo comportamento para comunidades quilombolas.

4. CONCLUSÃO

Considerando a pertinência do sistema de transmissão brasileiro para o crescimento do país, o horizonte de construção de novas linhas até o ano de 2030 e o valor que estes empreendimentos representam, os resultados da metodologia proposta nesse estudo, com o mapeamento de aspectos de sustentabilidade do sistema de transmissão no Brasil, são considerados relevantes.

Os resultados encontrados, de forma geral, podem servir como linha de base para um acompanhamento das futuras linhas de transmissão assim como para embasar novas propostas de políticas públicas relacionadas à expansão do sistema de transmissão, buscando melhorar aspectos de sustentabilidade do mesmo. Como trabalhos futuros destaca-se a proposição de um painel de indicadores de sustentabilidade com outros aspectos que não foram abordados no presente trabalho como o custo das LTs e geração de empregos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. (2004). *Resolução Mormativa n° 67.* Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Cardoso, R. A. (2014). Environmental licensing process of power transmission in Brazil update analysis: Case study of the Madeira transmission system. *Energy Policy 67*, 281-289.

CCPE, C. (2001). *Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão.* Brasília.

Empresa de Pesquisa Energética. (30 de Maio de 2021). *Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão*. Fonte: Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão.

Empresa de Pesquisa Energética, E. (2022). *ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DAS FONTES ENERGÉTICAS DO PDE 2031.* Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia.

EPE. (2021). *Plano decenal de Expansão de Energia 2031.* Rio de Janeiro - RJ: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME.

Furtado, R. C. (1996). The incorporation of environmental costs into power system planning in Brazil. Tese de Doutorado. Imperial College London (University of London).

Furtado, R. C., & SOARES, F. A. (1999). INCLUSÃO DE CUSTOS AMBIENTAIS NOS ORÇAMENTOS. *XV SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu.*

GÓMEZ-EXPÓSITO, A. C. (2011). *Sistemas de Energia Elétrica: análise e operaçao.* Tradução e revisão técnica de Antônio Padilha Feltrin, José Roberto Sanches Mantovani, Rubén Romero, 1.

JANNUZZI, G. d., & SWISHER, J. N. (1997). *Planejamento integrado de recursos energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis.*

Perloff, J. M. (2004). *Microeconomics.* Pearson Addison Wesley, Boston.

Ricardo Abranches Felix Jr. (D. Sc.) Cardoso, & Hoffmann, A. S. (2019). Environmental licensing for transmission systems and electricity sector. *Energy Policy*.

Seifi, H. a. (2011). *Electric power system planning: issues, algorithms and solutions.* Springer Science \& Business Media.

MELHORIA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM MICRORREDES APLICANDO ESTRATÉGIA DE CONTROLE BASEADA EM TERMOS RESSONANTES

Vinícius Dário Bacon[1]; Luan Silverio Parro[1]; Matheus Labegalini Stencel[1]; Guilherme Masquetti Pelz[2]; Sergio Augusto Oliveira da Silva[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná; [2]Instituto Federal do Paraná

RESUMO

Este trabalho propõe a aplicação termos ressonantes para suprimir as ondulações nas tensões de uma microrrede CC, as quais ocorrem no dobro da frequência da rede elétrica em consequência da atuação de conversores de interligação CC/CA conectados à rede elétrica monofásica. A utilização de tais termos ressonantes na estratégia de controle da microrrede CC permite: o alcance de uma maior eficiência na extração da máxima potência em unidades geradoras; a diminuição do stress nas baterias levando ao aumento da vida útil; a redução dos custos e dos impactos ambientais gerados pelo descarte destes equipamentos. Para validação do estudo, resultados de simulação computacional são apresentados considerando uma microrrede de 3kW operando tanto conectada quanto desconectada da rede elétrica.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Eficiência Energética; Microrredes Elétricas; Baterias; Células Combustíveis.

ABSTRACT

This work proposes the application of resonant terms to suppress the ripples in the DC microgrid voltages, which occur at twice the frequency of the power grid as a result of the operation of DC/AC interconnection converters connected to the single-phase utility grid. The use of such resonant terms in the DC microgrid control strategy allows: achieving greater efficiency in extracting maximum power from generating units; the reduction of stress on the batteries leading to an increase in their useful life; the reduction of costs and environmental impacts

generated by the disposal of this equipment. In order to validate the study, simulation results are presented considering a 3kW microgrid operating both connected and disconnected from the electrical grid.

Keywords: Distributed generation; Energy Efficiency; Electric Microgrids; Batteries; Fuel Cells.

1. INTRODUÇÃO

Com o recente aumento da integração de sistemas de geração distribuída ao sistema elétrico brasileiro, sistemas de geração de energia elétrica baseados em fontes renováveis, como a fotovoltaica e a eólica, vem ganhando espaço (MME/EPE, 2021). Para a continuidade do avanço da geração distribuída no Brasil e no mundo, o modelo de expansão utilizando microrredes elétricas está sendo investigado. Dentre as principais vantagens da utilização de microrredes estão o aumento da qualidade e da confiabilidade da energia fornecida ao consumidor, já que uma microrrede é capaz de manter seus clientes em operação mesmo durante a ausência de fornecimento de energia por parte da concessionária (COPEL, 2020; MME/EPE, 2022; HIRSCH, PARAG, GUERRERO, 2018). Para que a microrrede possa operar desconectada da rede elétrica da concessionária, as fontes consideradas intermitentes, como o caso da eólica e da fotovoltaica, cuja potência gerada depende das condições ambientais, devem operar acompanhadas de algum tipo de geração não intermitente, de modo a garantir um fornecimento continuado (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). Em conformidade com as políticas nacionais e internacionais de diminuição da emissão de carbono (MMA, 2022; UNFCC, 2021), microrredes utilizando células combustíveis como fonte primária de energia, atuando em conjunto com outras fontes renováveis, tornam-se uma solução baseada em geração distribuída considerada promissora e amigável com o meio ambiente (HAN, et al. 2018). Em conjunto com células combustíveis, baterias também têm sido aplicadas em microrredes para suprir aumentos de carga ou absorver excedentes de energia durante o modo desconectado, enquanto a célula combustível se acomoda em um novo ponto de operação

(ÁLVAREZ, 2012; SHARMA; MISHRA, 2018). Ao longo da microrrede, conversores eletrônicos de potência são necessários para processar a energia gerada pelas diferentes fontes de energia com o intuito de alimentar as cargas locais, armazenar energia e ainda injetar o excedente de geração na rede elétrica. Além disso, visando obter o máximo aproveitamento das fontes de energia, os conversores de potência são controlados de modo a extrair a máxima potência disponível nestas fontes (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). Considerando que tanto as células combustíveis quanto as baterias são baseadas em tensão CC, estes recursos podem ser conectados a um barramento compartilhado CC por meio de conversores CC/CC individuais. Nesse caso, a conexão com a rede elétrica e com as cargas CA é realizada por meio de um conversor de interligação CC/CA conectado entre o barramento CC compartilhado e a rede elétrica. Para baixas potências, abaixo de 10kW, na busca de menores custos, podem ser aplicados conversores CC/CA monofásicos. Entretanto, uma característica inerente à operação destes conversores é a geração de uma oscilação de tensão, de frequência igual ao dobro da frequência da rede, sobreposta à tensão de seu barramento CC (DONG, D. et al, 2013). Tais ondulações podem ser propagadas pelos conversores CC/CC até as células combustíveis, o que leva a erros na extração da máxima potência, como também até as baterias, aumentando o stress e diminuindo a vida útil. Nesse trabalho, é apresentada e analisada uma microrrede CC de 3kW, conectada à rede monofásica, envolvendo um sistema de geração a células combustíveis, baterias e cargas locais. De modo a evitar a propagação das ondulações de tensão no dobro da frequência da rede elétrica até as baterias e as células combustíveis, é proposta uma estratégia de controle baseada na inclusão de termos ressonantes aos controladores dos conversores CC/CC. Além disso, o trabalho apresenta uma análise sobre os estados de operação conectado e ilhado da microrrede em estudo, de modo a explicar o surgimento de ondulações no barramento CC da microrrede. Para validação do estudo, são apresentados resultados de simulações por meio dos quais é

possível notar a significativa diminuição das ondulações nas tensões dos recursos CC da microrrede quando utilizada a estratégia de controle proposta.

2. MICRORREDE CC EM ESTUDO

A microrrede em estudo é composta por dois barramentos sendo um CA e o outro CC, conforme a Figura 1. No intuito de compreender a operação da microrrede deve-se considerar dois modos de operação para o sistema: conectado à rede elétrica e desconectado da rede elétrica, ou seja, ilhado.

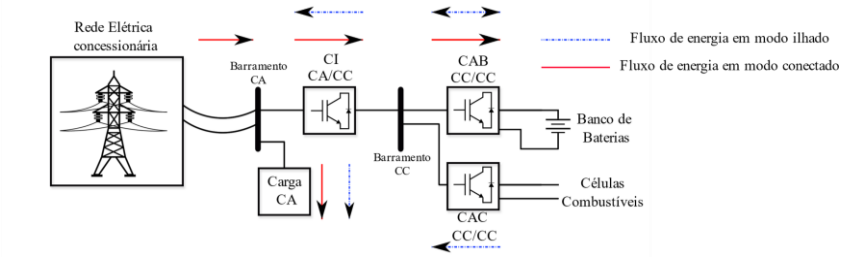


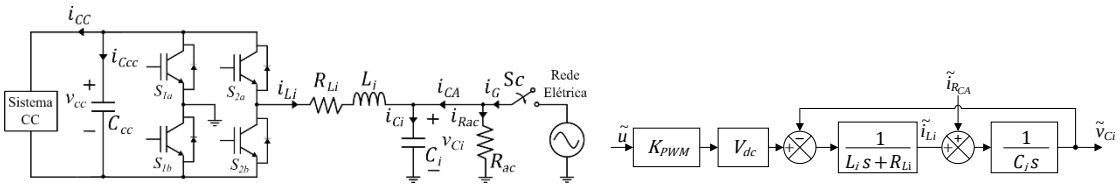
Figura 1 – Configuração da microrrede

No modo conectado, a rede elétrica é responsável por alimentar a carga local e fornecer a energia para carregamento do banco de baterias. Nesse caso, o conversor CA/CC, nomeado como Conversor de Interligação (CI), drena energia ativa da rede elétrica, enquanto o conversor CC/CC conectado às baterias, nomeado como Conversor de Acoplamento das Baterias (CAB), controla o armazenamento dessa energia. Por sua vez, o conversor CC/CC conectado ao arranjo de células combustíveis, nomeado como Conversor de Acoplamento das Células Combustíveis (CAC), fica desativado já que essa geração não necessita estar em funcionamento. Já na operação ilhada, considerando a ausência da rede elétrica, as células combustíveis passam a atuar como a fonte primária de energia para suprimento da carga. Nestas circunstâncias, o CAC atua na extração da energia gerada pelas células combustíveis, enquanto o CI promove a manutenção do fornecimento de energia para a carga CA. Considerando as variações de carga, as baterias se carregam caso a energia gerada for maior que a energia consumida, ou então se

descarregam caso a energia gerada for menor que a energia consumida. Dessa forma, para permitir tanto o carregamento quanto o descarregamento das baterias, um fluxo bidirecional de energia flui por meio do CAB durante o modo ilhado.

2.1 Conversor de Interligação (CI)

A topologia CC/CA Ponte Completa monofásica, mostrado na Figura 2 (a), tem sido amplamente aplicada como CI em aplicações envolvendo a conexão de sistemas CC com a rede elétrica CA (DONG, D. et al, 2013). Conforme o acionamento da chave de conexão (S_c), o CI pode operar tanto conectado quanto desconectado da rede elétrica.



(a) (b)

Figura 2 – Conversor de Interligação (CI) CC/CA: (a) Circuito; (b) Modelo Matemático

No modo conectado, o CI atua como uma fonte de corrente senoidal injetada/drenada por meio do indutor de filtragem, representado na Figura 2 pela indutância L_i e pela resistência série R_{L_i}, além de atuar como uma fonte de tensão CC conectada ao barramento CC compartilhado. Já no modo ilhado, com a ausência da rede elétrica, o CI atua como uma fonte de tensão senoidal para a carga CA, representada na Figura 2 por R_{CA}.

Durante os modos de operação citados para o CI, o fluxo de energia pode fluir bidireccionalmente através do conversor. Nesse contexto, por conta da conexão monofásica, a potência instantânea CA (p_{CA}) que flui pelo indutor L_i terá uma componente ($\tilde{p}_{CA}$) ondulatória no dobro da frequência fundamental, ou seja, 120Hz, sobreposta a uma componente média (P_{CA}) que representa a parcela ativa, sendo que $p_{CA} = \tilde{p}_{CA} + P_{CA}$. Quando o CI envia/absorve potência de/para

o barramento CA, a potência ondulatória passa a fluir também pelo lado CC do conversor, o que resulta em ondulações na tensão no capacitor C_{cc} (v_{CC}) no dobro da frequência fundamental, ou seja, em 120Hz. Conforme dado por (DONG, D. et al, 2013), é possível obter (1) que representa a tensão v_{CC} em função do tempo e que expressa a amplitude de oscilação em 120Hz (A).

$$v_{cc}(t) = \sqrt{V_{cc}^2 + A\, sen(2\omega_0 t - 2\varphi + \theta)}$$

$$A = \sqrt{P_{CA}^2 + \left(\frac{\omega_0 L_i I_{L_i}^2}{2} - P_{CA}\frac{\text{sen}(\varphi)}{\cos(\varphi)}\right)^2} \Bigg/ \sqrt{\left(\frac{P_{CA}}{V_{cc}^2}\right)^2 + (\omega_0 C_{cc})^2}; \qquad (1)$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{P_{av}}{\frac{\omega_0 L_i I_{L_i}^2}{2} - P_{av}\frac{sen(\varphi)}{cos(\varphi)}}\right) - \arctan(C_{cc}V_{cc}^2/P_{CA});\ P_{CA} = \frac{V_{C_i} I_{L_i}}{2} cos\varphi;$$

onde: V_{cc} é a tensão média no capacitor C_{cc}; ω_0 é a frequência angular fundamental da rede elétrica, φ é a diferença angular entre a corrente na indutância L_i e a tensão no capacitor C_i; V_{C_i} é a tensão de pico no capacitor C_i; I_{L_i} é a amplitude de corrente na indutância L_i.

Como pode ser notado em (1), o aumento da capacitância C_{cc} leva à atenuação da amplitude de oscilação A, entretanto traz maiores volume e custos para o conversor. Nesse sentido, normalmente a capacitância C_{cc} é dimensionado de forma que atenue a oscilação em dupla frequência o suficiente para permitir a operação do conversor CC/CA. Nesse caso, uma oscilação de tensão residual permanece, de forma que o sistema CC conectado a C_{cc} pode ser prejudicado pela oscilação em dupla frequência.

Para obtenção do modelo matemático para o lado CA do CI, considera-se o circuito dado na Figura 2(a) no modo ilhado, ou seja, S_c desligada, acionado com a técnica de modulação PWM senoidal de três níveis. Dessa forma, aplicando a técnica de modelagem por análise de pequenos sinais, e desprezando a conexão da carga local CA, é possível obter a representação

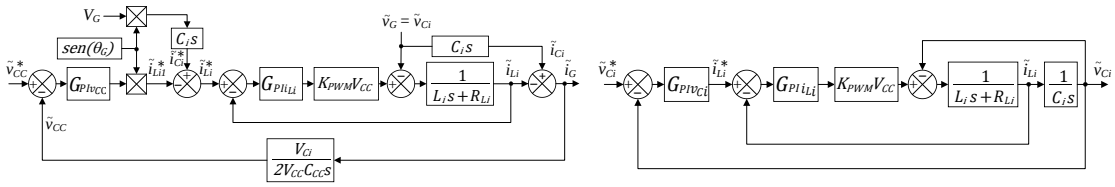
matemática para o CI dado no diagrama de blocos equivalente mostrado na Figura 2(b), onde $K_{PWM} = 1/V_{tri}$, sendo V_{tri} o pico da portadora triangular.

Considerando agora o lado CC do CI, a equação que representa matematicamente o capacitor C_{CC} é dada por (2), que descreve a relação entre a pequena variação na amplitude da parcela ativa da corrente drenada da rede elétrica ($\tilde{I}_G$) e a pequena variação na tensão no barramento CC ($\tilde{v}_{CC}$).

$$\frac{\hat{v}_{CC}(s)}{\hat{I}_G(s)} = \frac{V_{C_i}}{2V_{CC}Cs} \tag{2}$$

onde: V_{C_i} e V_{cc} são as tensões de pico nos capacitores C_i e C_{CC}, respectivamente.

Durante o modo conectado, o CI controla a tensão no capacitor C_{CC} variando a corrente que flui pelo indutor L_i. Considerando (2) e a Figura 2(b), é aplicada a estratégia de controle dupla malha aplicando os controladores PI $G_{PI_{v_{CC}}}$ e $G_{PI_{i_{Li}}}$, a qual é representada na Figura 3(a), sendo $\tilde{\imath}_G = \tilde{\imath}_{R_{ac}} + \tilde{\imath}_{C_i} - \tilde{\imath}_{L_i}$ conforme os sentidos de corrente adotados na Figura 2.



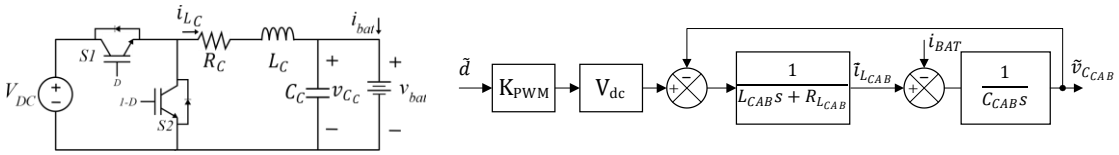
(a) (b)

Figura 3 – Controle do Conversor de Interligação CC/CA: a) Modo conectado; b) Modo ilhado

Considerando agora o modo de operação ilhado, o controlador $G_{PI_{v_{Ci}}}$ atua na tensão do capacitor C_i ($\hat{v}_{C_i}$) definindo a referência de corrente $\hat{\imath}^*_{L_i}$, enquanto o controlador $G_{PI_{i_{Li}}}$ atua no controle da corrente no indutor L_i ($\hat{\imath}_{L_i}$). Nessa estratégia a referência $\hat{v}^*_{C_i}$ é calculada como $V_{C_i} sen(\theta^*)$, sendo V_{C_i} e θ^* a tensão de pico e o ângulo de fase desejados.

2.2 Conversor CC/CC de acoplamento das Baterias (CAB)

A topologia utilizada para o CAB é mostrada na Figura 4 (a), enquanto o modelo matemático de tal conversor, obtido a partir da técnica de modelagem por pequenos sinais no domínio da frequência, é representado na Figura 4 (b).



(a) (b)

Figura 4 – Conversor de acoplamento das baterias: (a) Circuito; (b) Modelo Matemático.

Durante o modo conectado, o CAB controla a tensão nas baterias para promover o carregamento. Dessa forma, é possível aplicar a estratégia de controle dupla malha utilizando os controladores PI $G_{PI_{i_{CAB}}}$ e $G_{PI_{v_{CAB}}}$, dados na Figura 5, os quais atuam na corrente na indutância ($i_{L_{i_{CAB}}}$) e na tensão no capacitor C_{CAB} a mesma aplicada ás baterias $\left(v_{C_{CAB}} = v_{Bat}\right)$. No intuito de zerar o erro de regime estacionário em 120Hz de modo a mitigar as ondulações de tensão nas baterias, é aplicado um termos ressonantes nessa frequência, sendo ele $G_{CR_{CAB}} = \frac{K_{RC}s}{s^2+m\omega_2^2}$ para $\omega_2 = 2\pi 120$, em conjunto com o controlador $G_{PIV_{CAB}}$, como apresentado na Figura 5 para S_R fechada. Por outro lado, durante o modo ilhado, o CAB deixa de controlar a tensão das baterias para controlar a tensão do barramento CC, de forma que não há mais a possibilidade de utilizar os termos ressonantes para mitigar as ondulações de tensão nas baterias.

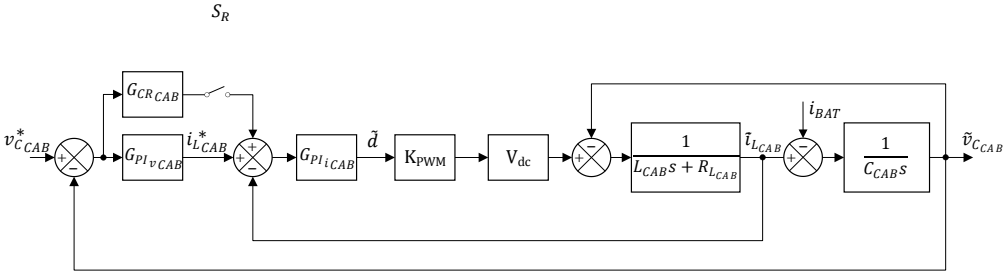
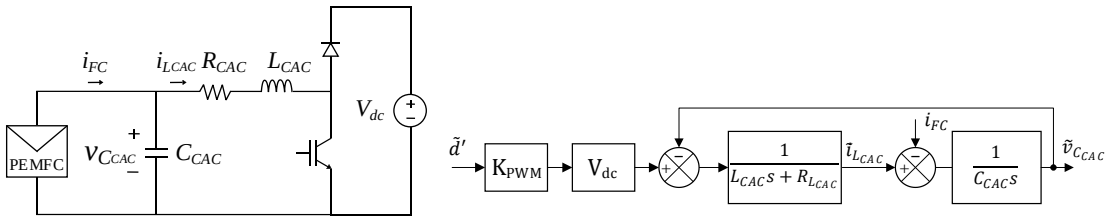


Figura 5 – Controle do conversor de acoplamento das baterias no modo conectado.

2.3 Conversor de Acoplamento das Células Combustíveis (CAC)

A topologia utilizada para o CAC é mostrada na Figura 6(a), enquanto o modelo matemático de tal conversor, obtido a partir da técnica de modelagem por pequenos sinais no domínio da frequência, é representado na Figura 6(b), sendo d' o complemento da razão cíclica da chave utilizada no CAB.



(a) (b)

Figura 6 – Conversor de acoplamento das Células Combustíveis: (a) Circuito; (b) Modelo

Este conversor atua apenas no modo ilhado, quando e necessário controlar a tensão nas células combustíveis $v_{C_{CAC}}$ para buscar a operação em máxima potência. Dessa forma, é possível aplicar a estratégia de controle dupla malha utilizando os controladores PI $G_{PI_{i_{CAC}}}$ e $G_{PI_{v_{CAC}}}$, dados na Figura 7, os quais atuam na corrente na indutância ($i_{L_{i_{CAC}}}$) e na tensão no capacitor C_{CAC} a mesma aplicada ás células combustíveis $\left(v_{C_{CAC}} = v_{Bat}\right)$. Além disso, para mitigar os distúrbios em 120Hz, é aplicada a estratégia utilizando um termo ressonante, sendo eles $G_{CR_{CAC}} = \frac{K_{RC}s}{s^2 + m\omega_2^2}$ para $\omega_2 = 2\pi 120$, em conjunto com o controlador ($G_{PI_{V_{CAC}}}$) como apresentada na Figura 7 para S_R fechada. É válido salientar que o cálculo do erro na malha externa ocorre com sinais trocados para compensar o efeito da entrada do modelo matemático $\tilde{d}'$.

S_R

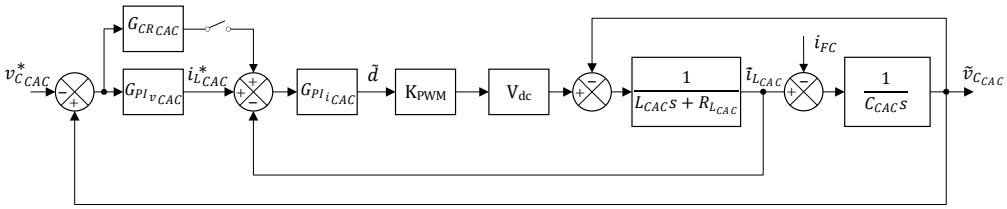


Figura 7 – Controle do conversor de acoplamento para a Célula Combustível no modo ilhado.

3. RESULTADOS

Na Tabela 1 são apresentados os parâmetros elétricos e de controle utilizados para obtenção dos resultados de simulação dados na Figura 8, os quais foram obtidos por meio do ambiente MATLAB/Simulink. O sistema mostrado na Figura 1 é analisado em modo conectado (Testes 1a e 1b) para um carregamento das baterias a 3000W pela rede elétrica e em modo ilhado (Testes 2a e 2b), considerando uma célula combustível operando a 2500W em conjunto com o banco de baterias fornecendo mais 500W para suprir a carga CA de 3000W. Nos testes 1a e 2a, aplicou-se apenas controladores PI, enquanto nos testes 1b e 2b os termos ressonantes foram adicionados fechando as chaves S_R nas malhas de controle das Figuras 5 e 7. Verifica-se na Figura 8 (a) e (b) que o CI foi capaz de drenar energia da rede elétrica no modo conectado, bem como foi capaz de fornecer energia para a carga no modo ilhado. Na Figura 8 (c), nota-se a oscilação de tensão em 120Hz no barramento CC (v_{CC}) em torno de 50 V pico a pico durante todos os testes realizados. A melhoria de desempenho resultante dos termos ressonantes é notada nas Figuras 8(d) e 8(e) para o modo conectado e ilhado, respectivamente. Como pode ser notado nas figuras, oscilações de 120Hz na tensão e na corrente das baterias (v_{Bat} e i_{Bat}), bem como na tensão e na corrente das células combustíveis (v_{FC} e i_{FC}) são notadas apenas nos testes 1a e 2a. Dessa forma, comprava-se que as oscilações de 120Hz são consideravelmente mitigadas quando os termos ressonantes são utilizados (testes 1b e 2b).

Tabela 1 – Parâmetros da Microrrede

Parâmetros Gerais		
Potência nominal = 3000 W		Frequência de chaveamento = 20 kHz
Frequência de amostragem = 60 kHz		$K_{PWM} = 1/5000$
Rede Elétrica da Concessionária		
Tensão de fornecimento = 220 V		Frequência de fornecimento = 60 Hz
Barramento CC		
Tensão = 400 V		Capacitor = 470 μF
Conversor CC/CA de Interligação		
$R_{L_i} = 0{,}18\ \Omega$	$L_i = 2\ mH$	$C_i = 88\ \mu F$
PI de corrente (G_{PIi_i})	Ganho proporcional = 210,10	Ganho integral $7{,}08 \cdot 10^5$
PI de tensão (G_{PIv_i})	Ganho proporcional = 0,30	Ganho integral = 387,99
Conversor CC/CC de Acoplamento das Baterias		
Tensão nominal do banco = 249,9 V		Capacidade do banco = 11 Ah
$R_{L_{CAB}} = 0{,}18\ \Omega$	$L_{CAB} = 1\ mH$	$C_{CAB} = 270\ \mu F$
PI de corrente ($G_{PIi_{CAB}}$)	Ganho proporcional = 73,03	Ganho integral = $1{,}82 \cdot 10^5$
PI de tensão ($G_{PIv_{CAB}}$)	Ganho proporcional = 1,16	Ganho integral = $1{,}06 \cdot 10^3$
Conversor CC/CC de Acoplamento das Células Combustíveis		
Potência nominal do arranjo = 3000 W		Tensão nominal do arranjo = 106 V
$R_{LCAC} = 0{,}18\ \Omega$	$L_{CAC} = 1\ mH$	$C_{CAC} = 270\ \mu F$
PI de corrente ($G_{PIi_{CAC}}$)	Ganho proporcional = 73,03	Ganho integral = $1{,}82 \cdot 10^5$
PI de tensão ($G_{PIv_{CAC}}$)	Ganho proporcional = 1,16	Ganho integral = $1{,}06 \cdot 10^3$
Controle Ressonante		
$n = 2\ (120Hz)$	Ganho ressonante	$K_{CR2} = 5{,}58$

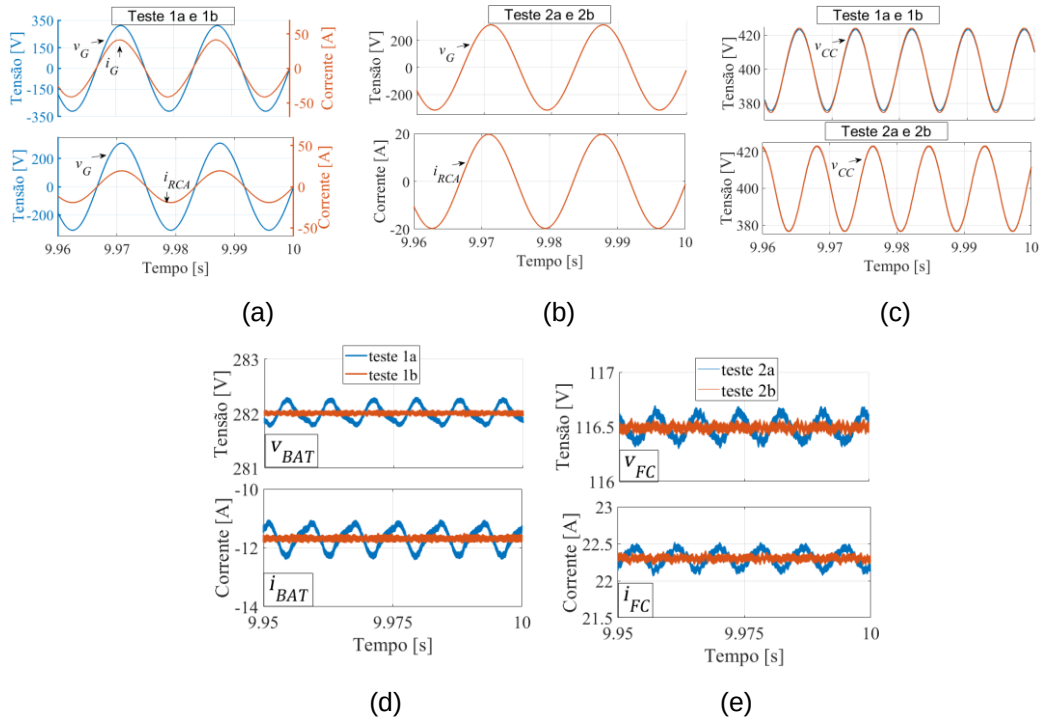


Figura 8 – Resultados de Simulação a) Tensões e correntes na rede e na carga no modo conectado (teste 1a e 1b); b) Tensão e corrente na carga no modo ilhado (testes 2a e 2b); c) tensão no barramento CC (testes 1a, 1b, 2a e 2b); d) tensão e corrente nas baterias (teste 1a e 1b); e) tensão e corrente na célula combustível (teste 2a e 2b)

4. CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou a análise de uma microrrede CC e avaliou as melhorias provenientes da utilização de termos ressonantes utilizados em conjunto com controladores PI. Por meio dos resultados computacionais, verificou-se que a utilização da estratégia de controle ressonante culmina mitigação da propagação das oscilações em 120 Hz para recursos da microrrede como sistemas de geração e armazenamento. Logo, a utilização de termos ressonantes é capaz de promover maior eficiência nas gerações e aumentar a vida útil dos recursos conectados à microrrede.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ÁLVAREZ, V.; GARCÍA, A. F.; RAMOS-PAJA, C. A.; SAAVEDRA-MONTES, A. J.; ARANGO, E. I. Design of a Low Power System Based on Fuel Cells (Diseño de un Sistema de Baja Potencia Basado en Celdas de Combustible). Revista EIA, v. 9, n. 17, p. 85–103, 2013. Disponível em: https://revistas.eia.edu.co/index.php/reveia/article/view/453 Acesso em: 25 mai. 2022.

BACON, V. D. et al. Stability analysis and performance evaluation of a single-phase phase-locked loop algorithm using a non-autonomous adaptive filter. "IET Power Electronics", v. 7, n. 8, p. 2081–2092, 2014. Disponível em: https://doi.org/10.1049/iet-pel.2013.0728

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. "Chamada Pública Copel DIS GD 001/2020 - Compra De Energia Elétrica De Geração Distribuída". Curitiba: COPEL, 2020.

DONG, D. et al. Grid-Interface Bidirectional Converter for Residential DC Distribution Systems - Part One: High-Density Two-Stage Topology. "IEEE Transactions on Power Electronics", v. 28, n. 4, p. 1655–1666, 2013. Disponível em: https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2212462

HAN, B.; BAI, C.; LEE, J. S.; Kim, M. Repetitive Controller of Capacitor-Less Current-Fed Dual-Half-Bridge Converter for Grid-Connected Fuel Cell System. "IEEE Transactions on Industrial Electronics", v. 65, n. 10, p. 7841–7855, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2804898

HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. "Renewable and Sustainable Energy Reviews", v. 90, p. 402–411, 2018. Disponível em: https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040

MMA, Ministério do Meio Ambiente. "Diretrizes para uma Estratégia Nacional para Neutralidade Climática". Brasília: MMA, 2022.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia do Brasil. Empresa de Pesquisa Energética: “Plano Decenal de Expansão de Energia 2031”. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia do Brasil, Empresa de Pesquisa Energética: “Balanço Energético Nacional”. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

SHARMA, R K; MISHRA, S. Dynamic Power Management and Control of a PV PEM Fuel-Cell-Based Standalone ac/dc Microgrid Using Hybrid Energy Storage. “IEEE Transactions on Industry Applications”, v. 54, n. 1, p. 526–538, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2756032

UNFCC, United Nation Framework Convention Climate Changes. “Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Paris Agreement”. Paris, França: UNFCC, 2021.

MELHORIA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM FORNOS A ROLO DE PROCESSO CERÂMICO POR MEIO DE AJUSTES DA RELAÇÃO AR/COMBUSTÍVEL NA ZONA DE QUEIMA

Inayê Pessoa Braga Nesi[1]; Agenor De Noni Junior[2]; Antônio Rogério Machado Jr[1]; Diego Simão Gonçalves[2]; Leonardo Vieira[1]

[1]Companhia de Gás de Santa Catarina – SCGÁS; [2]Universidade Federal de Santa Catarina

RESUMO

O objetivo deste trabalho foi otimizar a combustão de gás natural em fornos cerâmicos a rolo. As atividades foram iniciadas a partir das realizações de diagnósticos de eficiência energética e de ajustes na proporção ar/combustível. Foi verificado que aproximadamente 65% dos queimadores de um dos fornos operavam com excesso de ar devido ao desconhecimento da curva de pressão e vazão e pelo desequilíbrio na pressão de gás. Estimativas preliminares apontaram que após os devidos ajustes, economias de 5% e 13% com relação ao consumo de gás natural puderam ser atingidas nos dois fornos estudados. As alterações efetuadas nos parâmetros de operação proporcionaram também ganhos qualitativos aos produtos com redução de 70% no empenamento das peças e diminuição de perdas por choque térmico.

Palavras-chave: Eficiência energética; Fornos cerâmicos; Gás Natural; ar/combustível.

ABSTRACT

The objective of this work was to optimize the combustion of natural gas in ceramic roller kilns. The activities started with the realization of energy efficiency diagnoses and adjustments in the air/fuel ratio. It was verified that approximately 65% of the burners of one of the kilns operated with excess air due to the lack of knowledge of the pressure and flow chart. Besides that, such equipment run with unbalanced gas pressure. Preliminary calculus indicates that after right setting, savings of 5% and 13% in terms of natural gas consumption could be achieved

in the studied kiln. The setting in operating parameters also provided qualitative improvments to the products, reflecting in a 70% reduction in ceramic tiles warping and losses due to thermal shock**.**

Keywords: Energy efficiency; Ceramic kiln; Natural gas; air/fuel.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil é o segundo país do mundo em consumo e o terceiro em produção de revestimentos cerâmicos. O estado de Santa Catarina, por sua vez, é o segundo maior conglomerado de empresas produtoras de revestimentos cerâmicos e é considerado referência nacional.

A etapa de queima dos produtos é realizada em fornos contínuos que operam entre 1.150ºC e 1.220°C. Tais equipamentos consomem entre 60 à 90% de todo o volume de gás de uma linha de produção cerâmica.

É essencial que os parâmetros de ajustes de um forno estejam regulados e calibrados de acordo com as condições ideais de operação. Isso irá refletir tanto nas exigências relacionadas à eficiência energética, como na qualidade do produto final. O ajuste na proporção da mistura ar:gás nos queimadores é parte fundamental no consumo de combustível. Para isso, utilizam-se queimadores especialmente projetados para tal operação. Nestes equipamentos a mistura deve ocorrer de modo mais homogêneo possível, sendo realizada em um componente denominado bico difusor ou roseta, cuja localização se dá na saída do queimador imediatamente antes da ignição da combustão.

1.1 Objetivo

O objetivo do presente trabalho foi otimizar a eficiência a energética quanto ao uso do gás natural em uma indústria cerâmica no estado de Santa Catarina. O foco das atividades esteve voltado ao processo de queima cerâmica onde os parâmetros relacionados à proporção ar:gás de dois fornos foram analisadas de forma a subsidiar a realização de ajustes de combustão. Adicionalmente o projeto priorizou que os conhecimentos adquiridos pudessem ser repassados à equipe técnica da unidade de produção para a replicação em

outros equipamentos da companhia. De acordo com relatos da empresa em estudo havia a necessidade de se realizar um “ajuste fino” no forno, denominado Forno 01, utilizado para a produção de revestimentos cerâmicos. O terno “ajuste fino” foi empregado pela gerência da fábrica para representar uma percepção que o forno não estaria operando sob as melhores condições relacionadas tanto ao consumo energético quanto a outros parâmetros de controle. Havia uma hipótese que era necessário ajustes na proporção ar:gás dos queimadores, na pressão interna do equipamento ou no sistema de controle.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Forno Cerâmico

Os fornos cerâmicos industriais são equipamentos de grande porte e de elevado consumo energético. Os menores equipamentos apresentam dimensões de aproximadamente 160 m^2 de área ocupada (2 x 80 m^2), e os maiores podem chegar a aproximadamente 900 m^2 (4 x 230 m^2).

O forno mostrado na Figura 1 (Mezquita, A. et Al, 2014) ilustra as principais partes de um equipamento industrial. Em geral, quanto maior o equipamento menor o consumo energético por tonelada de material processado. Independentemente do tamanho e do nível de instrumentação instalada, o forno é composto por 5 zonas principais: zona A: zona de aquecimento; zona B: zona de queima; zona C: zona de resfriamento direto rápido; zona D: zona de resfriamento indireto; zona E: zona de resfriamento direto lento. Na zona A, em média, a temperatura se encontra entre 250ºC à 1000°C. Nesse local, além do aquecimento da peça cerâmica, ocorrem outras três transformações importantes: eliminação de umidade residual, desidroxilação dos argilominerais e outros hidróxidos e a volatilização e combustão de matéria orgânica que está presente como contaminação no material. Na zona B, entre 1000ºC e 1200 °C, ocorre a consolidação das propriedades finais do produto, por meio de uma intensa formação de fase líquida que promove a sinterização. Na zona C, entre 1.200°C à 650°C, ocorre a injeção de ar à temperatura ambiente diretamente sobre as peças, a fim de se causar um rápido resfriamento. Na zona D, entre

650°C à 500 °C, acontece a remoção do calor de forma indireta, o ar segue em tubos de trocadores de calor para reduzir a velocidade do resfriamento e assim evitar fratura das peças em função da transformação alotrópica do quartzo $\beta \rightarrow \alpha$, à 573 °C. Na zona E, entre 500ºC à 60°C, ocorre o resfriamento final das peças cerâmicas até a saída do forno. Normalmente efeitos de dilatação térmica ocorrem nesta região.

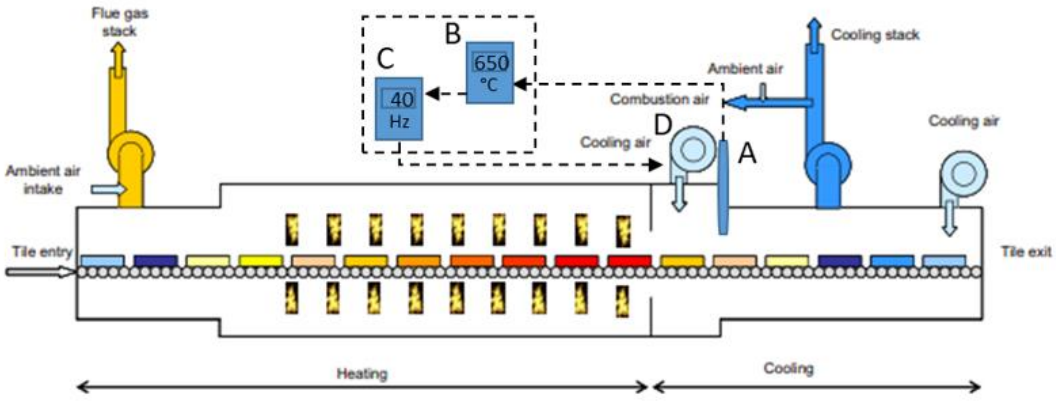


Figura 1 – Vista lateral e superior de um forno cerâmico e suas zonas principais (A, B, C, D e E).

A Figura 2 (Adaptado de: Cargnin, A. et al, 2012) ilustra a seção transversal da zona de queima de um forno. É possível visualizar o canal do forno, circundado por isolamento térmico, pelo plano dos rolos, peças, a tubulação de alimentação de combustível até os queimadores, tubulação de ar de combustão e a indicação da chama. Os queimadores são instalados na parte inferior e superior em relação ao plano dos rolos.

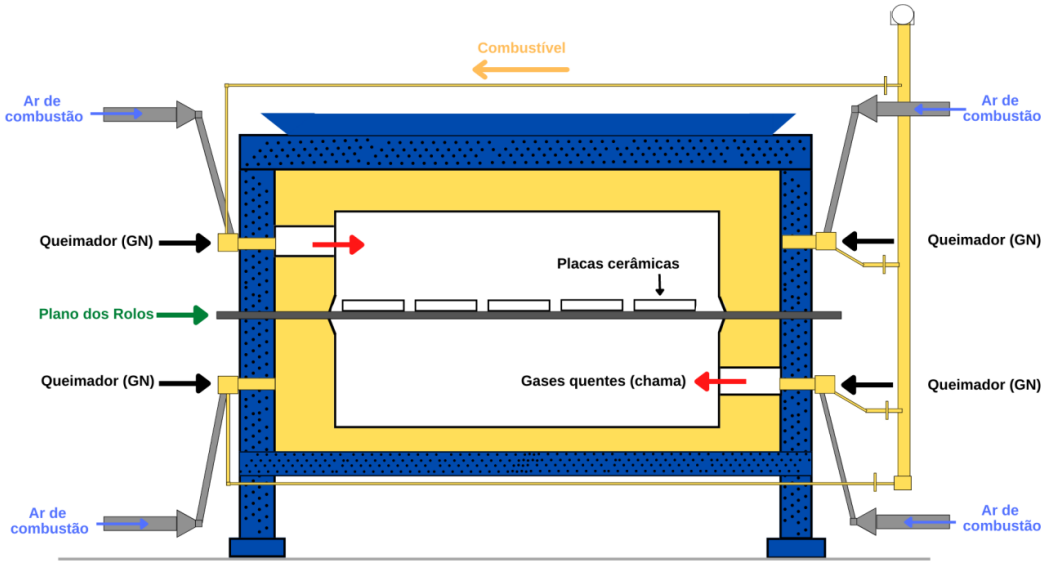


Figura 2 - Vista em corte transversal de um forno cerâmico na zona de queima. Indicação de partes relevantes

Quanto ao regime operacional da combustão, a pressão estática de ar e gás medida nos queimadores é o parâmetro usado para ajustes na proporção ar:gás. O controle de temperatura nas diferentes regiões do forno é realizado por meio do conjunto termopar/controlador/atuador.

Cada conjunto de queimadores comandado por um termopar e uma servo-válvula recebe a denominação de rampa. Diante desta característica física do equipamento é importante que todos os queimadores de uma mesma rampa estejam com o mesmo padrão de funcionamento de gás. Rampas inferiores e superiores são independentes entre si em termos de funcionamento mecânico/elétrico.

Pelo fato do forno ser um vaso comunicante, os efeitos de variação de temperatura que ocorrem em um módulo ou rampa causa perturbações nas demais rampas.

2.2 Estequiometria de Combustão do Metano e Proporção Ar:Gás

A combustão do gás metano ocorre nos queimadores para o aquecimento do forno e consequente produção dos revestimentos cerâmicos.

Sendo assim, a análise da estequiometria de combustão do metano é essencial para calibração correta da proporção ar:gás na entrada dos queimadores.

A Equação 1 representa de uma forma genérica o balanço molar do sistema reacional metano:ar para para os propósitos de controle de combustão.

$$xCH_4 + 2x{\cdot}\lambda\ O_2 + 7{,}52x{\cdot}\lambda\ N_2 \rightarrow xCO_2 + 2x\ H_2O + 7{,}52x{\cdot}\lambda\ N_2 + ((2x{\cdot}\lambda)-2)\ O_2 \quad (1)$$

Onde: λ, representa a proporção de oxigênio em excesso dosado na combustão.

O parâmetro lambda (λ), é o principal indicador e indexador numa análise de combustão. Ele é aplicado a qualquer tipo de combustível e qualquer que seja a finalidade do sistema reacional envolvendo a oxidação térmica de carbono. Um valor de λ = 1 indica que o oxigênio está sendo dosado exatamente na proporção estequiométrica. Valores de λ > 1 indicam oxigênio em excesso. Para λ < 1 a quantidade de oxigênio no sistema é menor do que a quantidade necessária para a formação de dióxido de carbono (CO_2). Para garantir a queima completa de um combustível é usual um ajuste com excesso de ar. Essa ação apesar de garantir a qualidade da combustão, traz também aumento no consumo de combustível. Este é um problema particularmente relevante em fornos cerâmicos, onde se deseja atingir elevadas temperaturas, entre 1.150ºC à 1.250°C. Ao mesmo tempo, a queima de revestimentos cerâmicos precisa ocorrer em atmosfera oxidante.

O ajuste da proporção ar:gás dosada e misturada através da roseta é determinado de forma indireta por meio da medida da pressão estática do ar e do gás no cabeçote de entrada do queimador. Quanto maior a pressão estática maior a vazão. A vazão também depende da área de seção transversal do escoamento, quanto maior a área maior a vazão.

3. METODOLOGIA

A metodologia consistiu em realizar um levantamento de informações iniciais quanto ao histórico do problema através de conversa com a equipe da

fábrica. A unidade de produção possui dois fornos cerâmicos, o Forno 01 e o Forno 02. O primeiro estava em operação na época do início dos estudos e por motivos de demanda de mercado foi desligado e a produção passou para o Forno 02. As análises efetuadas no Forno 01 foram aplicadas posteriormente no Forno 02. O início dos estudos se deu com a realização de uma visita de reconhecimento dos equipamentos, juntamente com a coleta de dados iniciais. As informações coletadas foram analisadas e então procedeu-se da seguinte forma:

- Montagem de bancada para se determinar a curva de ajuste entre pressão de ar e gás, conforme Figura 3;
- Execução de experimentos que consistiram em acionar os queimadores com uma determinada condição de ajuste de pressão estática de ar e gás. Os teores de O_2, CO, CO_2 e de excesso de ar (λ) eram registrados;
- Avaliação visual da qualidade de chama dos queimadores;
- Determinação de curva de calibração e análise da geometria das rosetas dos queimadores;
- Ajuste da proporção ar/combustível de todos os queimadores do forno a partir da curva de calibração determinada.

A Figura 3 demonstra a bancada de teste de um queimador de um dos fornos cerâmicos.

Figura 3 - Bancada de teste de queimador

Através de medições realizadas, verificou-se que as proporções ar:gás nos queimadores do Forno 01 não estavam de acordo com o requerido, além disso, foram verificadas diferenças entre as geometrias das rosetas em operação no forno conforme as Figuras 4 e 5 apresentam.

Figura 4 – Roseta original

Figura 5 – Roseta modificada

As alterações nas geometrias das rosetas haviam sido realizadas com o intuito de mitigar/eliminar as ocorrências de apagamento de chama. Na Figura 5 observa-se a deposição de coque na superfície da roseta modificada, indicando problemas com a qualidade da mistura combustível comburente.

4. RESULTADOS

O diagnóstico revelou que o Forno 01 necessitava de dois ajustes importantes: a equalização das pressões de gás nos queimadores de uma mesma rampa, nos quais a diferença era de até 40 mmCa e o ajuste da proporção ar:gás em cada queimador, onde 65% estavam operando com excesso de ar desnecessário.

O histórico de consumo de gás oscilava variando entre 2,0 a 2,3 m^3/min à uma pressão de 6,2 kPa. Verificou-se ainda que as rosetas dos queimadores não proporcionavam uma chama com qualidade adequada para valores de lambda (λ) < 1,25. Após a equalização das pressões de gás nos queimadores procedeu-se com o ajuste da proporção ar:gás nos referidos equipamentos. Para isso partiu-se de curvas de calibração que foram determinadas experimentalmente neste estudo, pois tal informação não estava disponível nos manuais do equipamento. A Tabela 1 apresenta o comparativo das condições antes e depois do ajuste. Foi medida uma redução de aproximadamente 13% no consumo de gás e ganhos de melhorias quanto à padronização dos parâmetros operacionais dos queimadores.

Tabela 1 Comparativo de condições de operação dos Forno 01

Parâmetros	Condição	
	Antes	Depois
Amplitude da pressão de gás nos queimadores	40 mmca	2 mmm
(λ)	1,3 à 4,0	1,3 à 1,5
Consumo de combustível	2,04 ± 0,06 m^3/min	1,77 ± 0,03 m^3/min

Um segundo plano de ação foi necessário após o término da regulagem dos queimadores. Verificou que o controlador do ventilador do resfriamento direto estava operando fora de sintonia. Este comportamento estava provocando variações desnecessárias e prejudiciais à estabilidade da queima. Com a realização de procedimento de sintonia do controlador (método Ziegler & Nichols) se eliminou uma importante fonte de perturbação do equipamento,

tornando-o mais estável e de rápida resposta frente à necessidade de ajuste de produção.

A equipe da empresa responsável pela operação do forno acompanhou todo o trabalho e recebeu treinamento operacional quanto ao uso do analisador de gases adquiridos pela empresa. Além disso, foi ministrado um treinamento de noções básicas sobre combustão tais como: estequiometria, relação entre pressão e vazão, relação entre temperatura e propriedades físicas dos gases. Após a realização dessas atividades foram relatadas as seguintes melhorias:

- Melhor facilidade de operação do Forno 01
- Melhoria de 70% de estabilidade com relação ao empeno das peças
- Redução de perda de material por choque térmico

Por motivos de demanda de mercado e de portfólio de produtos o Forno 01 foi desligado e o Forno 02 foi o único mantido em operação. De acordo com relatos da equipe técnica da unidade de produção, o Forno 02 não apresentava histórico de problemas quanto à equalização de pressão nos queimadores de uma rampa nem na sintonia do controlador do resfriamento direto. Ainda assim, foram realizados alguns ajustes técnicos que resultaram nos parâmetros abaixo demonstrados na Tabela 2. Estas melhorias geraram uma economia de gás estimada em 5,5%.

Tabela 2 Comparativo de condições de operação dos Forno 02

Parâmetros	Condição	
	Antes	Depois
Pressão de ar de combustão	55 à 60 mmca	40 à 50 mmca
Temperatura do ar de combustão	85ºC	100ºC
Teor de oxigênio médio na zona de queima	8,40	7,77

5. CONCLUSÕES

A unidade de produção cerâmica estudada possui dois fornos que podem operar de forma simultânea ou alternada, sendo eles o Forno 01 e o

Forno 02. Inicialmente as medições efetuadas mostraram que o Forno 01 operava com excesso de ar em aproximadamente 65% dos queimadores. Além disso, foi registrado um desequilíbrio na pressão de gás de combustão nas diferentes zonas de queima. As observações efetuadas mostraram ainda que as rosetas dos queimadores haviam sido modificadas com relação às suas geometrias. Isso ocasionava problemas a qualidade da mistura combustível comburente e deposição de coque na superfície a roseta. Com relação ao ventilador de resfriamento direto foi verificado que este operava fora de sintonia, provocando instabilidade no processo de combustão. Após as devidas regulagens tais equipamentos tornaram-se mais estáveis e ágeis com relação à resposta frente à necessidade de ajuste de produção. Com relação ao Forno 2, as regulagens foram de pressão e temperatura de ar de combustão. Esses procedimentos permitiram a redução de 70% nos defeitos de empenamento e diminuição por perdas devido ao choque térmico. De modo geral, as atividades executadas no presente trabalho refletiram de forma direta tanto no desempenho de queima do gás natural como nos aspectos de qualidade do produto acabado. De acordo com os cálculos efetuados e os ajustes realizados, estima-se que a economia de gás natural atingida foi na ordem de 13% para o Forno 01 e 5% para o Forno 02. Como ações futuras espera-se que os conhecimentos repassados à equipe técnica da fábrica sejam replicados em outras condições de operações, bem como em outros equipamentos de produção cerâmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARGNIN, MYKON, SOUZA, SELENE MARIA DE ARRUDA GUELLI ULSON DE, NONI JUNIOR, AGENOR DE. “Modelagem e simulação do efeito da curca de queima sobre a retração linear de revestimentos cerâmicos. Universidade Federal de Santa Catarina, dissertação”, 2012.

EDUARDO F.S. CIACCO, JOSE R. ROCHA, APARECIDO R. COUTINHO. “The energy consumption in the ceramic tile industry in Brazil. Applied Thermal Engineering”, 113, 2017.

ANA MEZQUITA, JUAN BOIX, ELISEO MONFORT, GUSTAVO MALLOL. “Energy saving in ceramic tile kilns: Cooling gas heat recovery. Applied Thermal Engineering”, 65, 2014.

LUIS RUIVO, MICHAEL RUSSO, RUBEN LOURENÇO, DANIEL PIO. “Energy management in the Portuguese ceramic industry: Analysis of real-world factories Energy”, 237, 2021.

MÉTODOS DE SINCRONIZAÇÃO E CONTROLE APLICADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Luiz Henrique Santos Silva[1]; Gabriele Costa Gonçalves[1]; Consuelo Cristina Gomes Silva[1]; Jadiel dos Santos Pereira[1]

[1]*Universidade Federal do Recôncavo da Bahia*

RESUMO

Com o considerável aumento da demanda de energia, em termos globais, a importância de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem crescido significativamente. No contexto de escassez hídrica, o investimento em fontes alternativas torna-se necessário para diminuir a suscetibilidade às consequências das intermitências de fornecimento oriundas das mudanças climáticas. A viabilidade econômica de utilização em larga escala de tais fontes está vinculada a inserção destas na rede elétrica, nos assim denominados, sistemas de geração distribuída (SGD). Os esquemas de conexão dos geradores distribuídos à rede são, em geral, sensíveis a problemas de qualidade da energia como afundamentos momentâneos de tensão e elevadas taxas de distorção harmônica. O presente trabalho apresenta uma técnica de controle e sincronização baseado em separação de componentes em sequência com objetivo de garantir o adequado funcionamento dos sistemas de controle dos conversores de potência utilizados em GD. A metodologia proposta utiliza o algoritmo dos mínimos quadrados recursivo ponderado para atuar nas amostras das tensões V_α e V_β e separar as contribuições das sequências positiva e negativa em um sistema de coordenadas estacionárias a fim de compensar distúrbios associados a operação desequilibrada dos sistemas de distribuição. O desempenho da técnica de sincronização é avaliada através de simulações desenvolvidas no *software Matlab*© que reproduzem as condições mais adversas no funcionamento dos sistemas elétricos de potência. Os resultados demonstraram, além da eficácia do método sugerido perante aos distúrbios presentes na rede elétrica, a simplicidade de sua realização.

Palavras-chave: Geração distribuída; Fontes alternativas; Sincronização e controle de conversores.

ABSTRACT

With the considerable increase in energy demand, in global terms, the importance of generating electricity from renewable sources has grown significantly. In the context of water scarcity, investment in alternative sources becomes necessary to reduce susceptibility to the consequences of supply interruptions arising from climate change. The economic feasibility of using such sources on a large scale is linked to their insertion in the electricity grid, in the so-called distributed generation systems (SGD). Distributed generators' connection schemes to the grid are, in general, sensitive to power quality problems such as momentary voltage sags and high rates of harmonic distortion. The present work presents a control and synchronization technique based on the separation of components in sequence in order to guarantee the proper functioning of the control systems of the power converters used in DG. The proposed methodology uses the weighted recursive least squares algorithm to act on the Vα and Vβ voltage samples and separates the contributions of the positive and negative sequences in a stationary coordinate system in order to compensate for disturbances associated with the unbalanced operation of the distribution systems. The performance of the synchronization technique is evaluated through simulations developed in Matlab© software that reproduce the most adverse conditions in the operation of electrical power systems. The results demonstrated, in addition to the effectiveness of the method suggested in the face of disturbances present in the electrical network, the simplicity of its implementation.

Keywords: Distributed generation; Alternative sources; Synchronization and control of converters.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento do consumo de energia elétrica, aliado à redução das reservas de combustíveis fósseis, têm incentivado o surgimento de pesquisas

por diferentes fontes alternativas que proporcionam menos impactos ambientais e mais diversidade da matriz energética nacional. Nesse contexto, os avanços científicos e tecnológicos na geração de eletricidade através de energias renováveis possibilitam uma expansão dos sistemas de geração distribuída conectados à rede elétrica em todo mundo (BLAABJERG et. al., 2004). Para viabilizar uma conexão correta e segura da fonte renovável com a rede elétrica é necessária a utilização de conversores de potência devido a sua capacidade de garantir uma geração mais eficiente, além de serviços anciliares tais como a compensação de reativos e a melhoria da qualidade da energia (FAINAN, 2007).

Nesse contexto, estratégias de sincronização de conversores de potência com a rede elétrica apresentam um papel importante, pois fornecem uma correta estimativa da frequência e ângulo de fase da tensão da rede a fim de garantir a operação satisfatória do sistema de controle dos inversores. Através da correta sincronização, pode-se, por exemplo, determinar o fluxo de potência ativa e reativa injetados no ponto de acoplamento comum entre o gerador e o sistema de distribuição (GOMES, 2016). Toda essa estrutura utilizada para assegurar uma condição ideal de conexão à rede é bastante sensível aos problemas de qualidade da energia como afundamentos momentâneos de tensão e elevada distorção harmônica. Essa questão tem ganhado uma relevância ainda maior com a reformulação dos códigos de rede que exigem uma operação estável do gerador distribuído mesmo durante a ocorrência de afundamentos momentâneos de tensão. No Brasil, a capacidade de tolerância de falta precisa respeitar os limites estabelecidos pela curva de suportabilidade dos procedimentos de rede para aerogeradores definido pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) (SILVA, 2018).

O presente trabalho propõe a utilização de uma técnica para a extração da sequência positiva baseada em mínimos quadrados no intuito de auxiliar o sistema de sincronização na correta estimação do ângulo de fase do vetor tensão na rede elétrica. O método atua nas amostras das tensões Vα e Vβ e separa as contribuições das sequências positiva e negativa em um sistema de coordenadas estacionárias. O algoritmo proposto é capaz de mitigar harmônicos

de baixa ordem, inclusive o segundo harmônico associado a operação desbalanceada nas tensões do sistema de distribuição. Além disso, realiza a rejeição de componentes CC das tensões sob análise de forma eficiente. Por fim, a técnica de controle e sincronização é testada no *software* Matlab© no intuito de avaliar o seu desempenho perante a problemas de qualidade da energia como afundamentos de tensão e distorções harmônicas em um sistema de geração distribuída emulando a dinâmica de injeção de corrente na rede elétrica.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Algoritmo de Estimação dos Componentes de Sequência

A técnica de estimação dos componentes de sequência utilizada neste trabalho opera nas tensões V_α e V_β, que são extraídas dos valores instantâneos das tensões de fase V_a, V_b e V_c, por meio da transformação em eixo estacionário (SILVA, 2018).

As tensões trifásicas V_a, V_b e V_c estão associadas a um vetor síncrono, V_s, que no plano αβ possui sua posição angular fornecida por $\theta = \omega t$, em que ω é uma velocidade angular em rad/s. Na situação em que as tensões de fase são puramente senoidais e compostas por uma sequência positiva, ω e V_s são constantes positivas e V_s gira no sentido anti-horário. No caso de um desbalanço na rede elétrica, o vetor V_s pode ser definido por uma soma de dois vetores: um de sequência positiva, V_p, girando no sentido anti-horário com velocidade ω, e outro de sequência negativa, V_n que gira no sentido horário, com velocidade angular −ω. Esses dois vetores possuem magnitudes constantes v_p e v_n. A posição angular de v_p é fornecida pela soma dos ângulos θ e ϕ_p, enquanto que a posição do vetor v_n é definida pela soma de θ e ϕ_n. Esses vetores e suas posições em relação aos eixos α e β podem ser visualizados na Figura 1.

Observando a Figura 1, é possível expressar, V_α e V_β pela equação:

$$v_\alpha = X_1^c \cos(wt) + X_1^s \operatorname{sen}(wt) \quad (1)$$

$$v_\beta = Y_1^c \cos(wt) + Y_1^s \operatorname{sen}(wt) \quad (2)$$

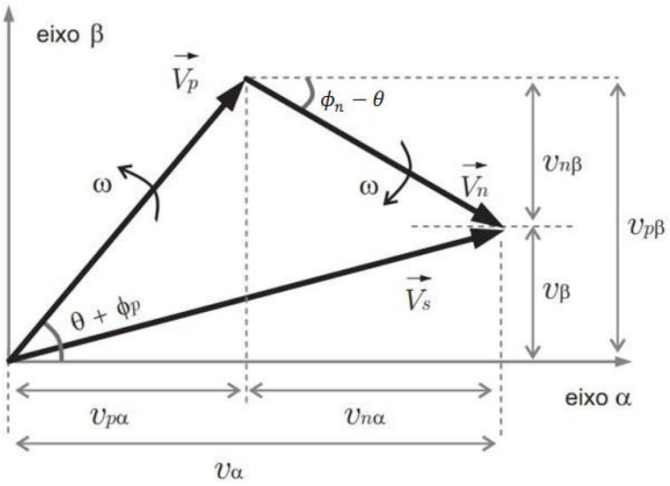


Figura 1 - Componentes de sequência localizadas no plano αβ

Considerando que:

$$\begin{aligned} X_1^c &= v_p cos\phi_p + v_n cos\phi_n = v_{p\alpha o} + v_{n\alpha o} \\ X_1^s &= -v_p sen\phi_p + v_n sen\phi_n = -v_{p\beta o} + v_{n\beta o} \\ Y_1^c &= v_p sen\phi_p - v_n sen\phi_n = v_{p\beta o} - v_{n\beta o} \\ Y_1^s &= v_p cos\phi_p - v_n cos\phi_n = v_{p\alpha o} - v_{n\alpha o} \end{aligned} \quad (3)$$

As equações (2) e (3) mostram que os parâmetros X_1^c, X_1^s, Y_1^c e Y_1^s são lineares para V_α e V_β. Assim nesse trabalho propõe utilizar o algoritmo dos mínimos quadrados em sua forma recursiva e ponderada (MQRP) a fim de calcular os parâmetros dos valores instantâneos de V_α e V_β. A utilização da técnica de estimação fasorial MQRP bem como a sua aplicação para o cálculo dos parâmetro citados acima pode ser encontrada na referência bibliográfica SILVA (2016).

Por fim, quando os parâmetros, X_1^c, X_1^s, Y_1^c e Y_1^s forem determinados, a magnitude da sequência v_p e v_n juntamente com seus valores iniciais de fase $\emptyset_p$ e $\emptyset_n$ podem ser calculados através das seguintes relações:

$$\begin{aligned} v_{p\alpha 0} &= v_p cos\phi_p = 0.5(X_1^c + Y_1^s) \\ v_{p\beta 0} &= v_p sen\phi_p = 0.5(Y_1^c - X_1^s) \\ v_{n\alpha 0} &= v_p cos\phi_n = 0.5(X_1^c - Y_1^s) \\ v_{n\beta 0} &= v_n sen\phi_n = -0.5(Y_1^c + X_1^s) \end{aligned} \quad (4)$$

E então:

$$\boldsymbol{v_p = \sqrt{v_{p\alpha 0}^2 + v_{p\beta 0}^2}} \ \boldsymbol{e} \ \boldsymbol{v_n = \sqrt{v_{n\alpha 0}^2 + v_{n\beta 0}^2}} \quad (5)$$

$$\boldsymbol{\phi_p = \text{acos}\left(\frac{v_{p\alpha 0}}{v_p}\right)} \ \boldsymbol{e} \ \boldsymbol{\phi_n = \text{asen}\left(\frac{v_{n\alpha 0}}{v_n}\right)} \quad (6)$$

A estrutura completa do método de sincronização proposto pode ser visualizada no esquemático da Figura 2. Inicialmente, o vetor tensão da rede é projetado sobre os eixos αβ onde através de relações trigonométricas são determinados os parâmetros X_1^c, X_1^s, Y_1^c e Y_1^s. E, logo após essa etapa, através de manipulações algébricas podemos determinar a amplitude e o ângulo de fase inicial dos vetores de sequência positiva e negativa das tensões da rede elétrica. Por fim, a sequência positiva é recriada com objetivo de servir como entrada de um PLL – Phase Locked Loop – malha de fase travada em referencial síncrono.

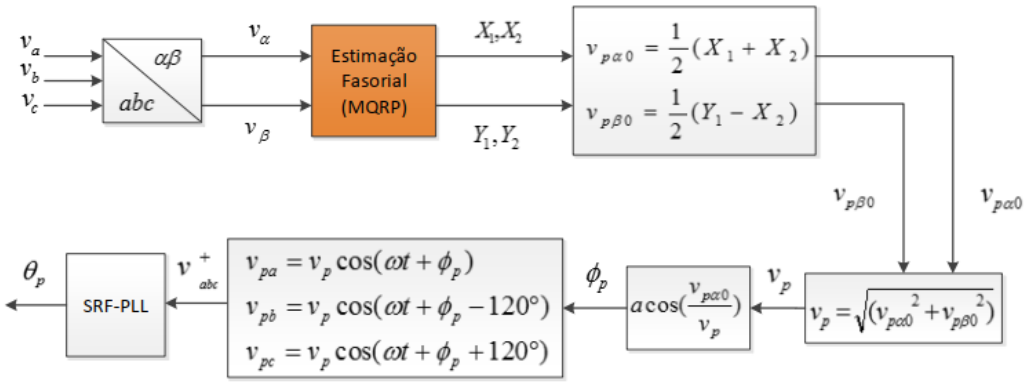


Figura 2 – Estrutura do método de sincronização proposto

3. METODOLOGIA

3.1 Plataforma de Simulação do Sistemas de Geração Distribuída Desenvolvido

Na Figura 3 apresenta o diagrama elétrico para o SGD utilizado neste trabalho. Na gravura, pode-se perceber a presença de um inversor responsável por converter a energia CC fornecida pela fonte renovável ao padrão de consumo CA da rede de distribuição. Neste trabalho, parte-se, então, da premissa que a tensão produzida pelo gerador distribuído é perfeitamente regulada para a entrada do inversor correspondendo, nessa simulação, a 500 V. O inversor desenvolvido é composto por 6 (seis) chaves IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) acionadas através da modulação por largura de pulso ou PWM (*Pulse-Width Modulation*). A frequência do PWM é fixada em 18 kHz, com base em valores típicos para inversores comerciais. Utiliza-se a técnica de modulação escalar para o controle das chaves do inversor (SILVA, 2018).

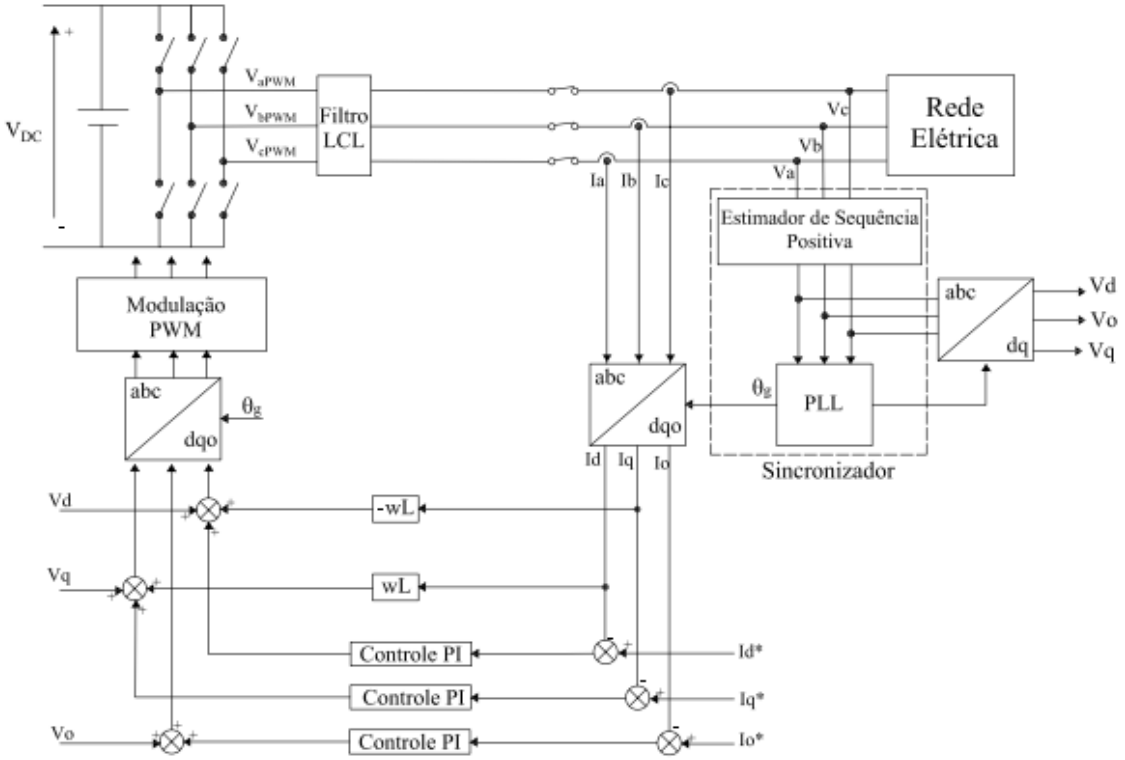


Figura 3 – Diagrama geral do sistema simulado.

Nesta simulação adicionou-se, após as tensões PWM por fase na saída do inversor, V_{aPWM}, V_{bPWM}, V_{cPWM}, antes do filtro LCL, uma resistência R_d para fins de amortecimento e estabilidade do sistema. A rede elétrica é simulada através de uma fonte trifásica conectada em série com impedâncias. Este sistema foi aqui modelado em ambiente MATLAB/Simulink©.

A adequada conexão do gerador distribuído à rede elétrica está relacionada a utilização de um filtro na saída do inversor. Neste trabalho, projeta-se um filtro LCL de forma a obter redução das perdas no mesmo, com reduzidas dimensões do seus componentes. Os procedimentos utilizados para o dimensionamento dos componentes do filtro seguem as restrições e

recomendações descritas em SILVA (2018). As características finais do referido filtro calculado e implementado na simulação estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores dos Componentes LCL

Componente	Valor
L1	20 mH
L0	1 μH
R_d	3,5 Ω
C	4 μF

No esquemático da Figura 3 mostra a presença de um sistema de controle em referencial síncrono, as tensões medidas da rede são transformadas para um referencial *dq* girante na frequência do componente fundamental de tensão de sequência positiva. Com isso, caso seja obtida uma perfeita sincronização, as variáveis de controle tornam-se grandezas CC.

Vale a pena ressaltar que a transformação das variáveis de fase *abc* em variáveis *dq* e sua transformação inversa fazem uso do angulo de fase $\boldsymbol{\theta_p}$ estimado pelo PLL proposto (conforme Figura 2), a partir da leitura das tensões injetadas na rede. Além disso, a estrutura de controle *dq* envolve termos de compensação *feedforward* que são função da magnitude da frequência angular da rede. Dessa forma, para que o sistema de controle *dq* apresente um desempenho satisfatório, é necessário que o algoritmo de sincronização atenda essas necessidades.

Para a simulação proposta, adota-se como objetivo de controle a injeção exclusiva de potência ativa na rede elétrica pelo SGD. Assim, a corrente de referência de rede *id** para regime de operação normal do sistema é fixada em 10 A, e corrente de referencia *iq** é fixada em 0 A. Estes valores são

determinados para uma potência ativa de 2.8 *kW* e, potência reativa, fixada em 0 *VAR*.

4. DISCURSÃO DOS RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

4.1 Distúrbios aplicados no SGD

O sistema de geração distribuída descrito na metodologia deste trabalho é simulado através do software Simulink/Matlab©. Nesta simulação procurou-se avaliar o desempenho do sistema de sincronização e controle perante distúrbios como curto-circuito monofásico, além de distorção harmônica.

O curto monofásico é produzido através de uma fonte trifásica programável disponível em ambiente *Simulink*. Esta fonte produz tensões equilibradas durante os primeiros 0,05 s de simulação. Emprega-se uma tensão fase-neutro de 230 V_{rms} à 60 Hz. Entre os instantes 0,05 e 0,1 s, submete-se os fasores de tensão a um curto provocando uma redução brusca de tensão para 65% do seu valor nominal, produzindo um afundamento desequilibrado de tensão. Este afundamento está de acordo com a curva de suportabilidade a afundamentos momentâneos de tensão para aerogeradores conforme pode ser encontrada na referência SILVA (2018).

Durante o período de falta, adicionam-se às três tensões de fase, harmônicas de sequência positiva de 5° e 11° ordem, ambas, com amplitudes de 0,05 p.u e ângulo 0°. Adotam-se nesta simulações valores aceitáveis de distorção harmônicas de tensão, conforme limites máximos discutidos em (SILVA 2016). A partir do instante de 0,1 s, as tensões V_{abc} retornam ao seu valor nominal inicial. Adota-se nestas simulações uma frequência de amostragem de 100 kHz. A Figura 4 ilustra o comportamento proposto na simulação das tensões

trifásicas na saída do gerador de tensão programável, conforme descrito anteriormente.

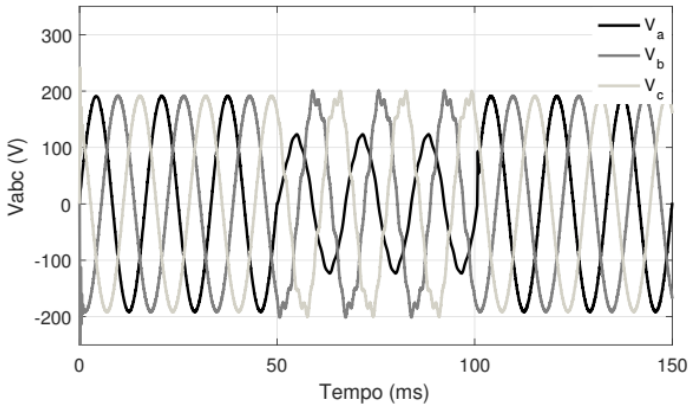


Figura 4 – Rede de distribuição afundada com distorção harmônica

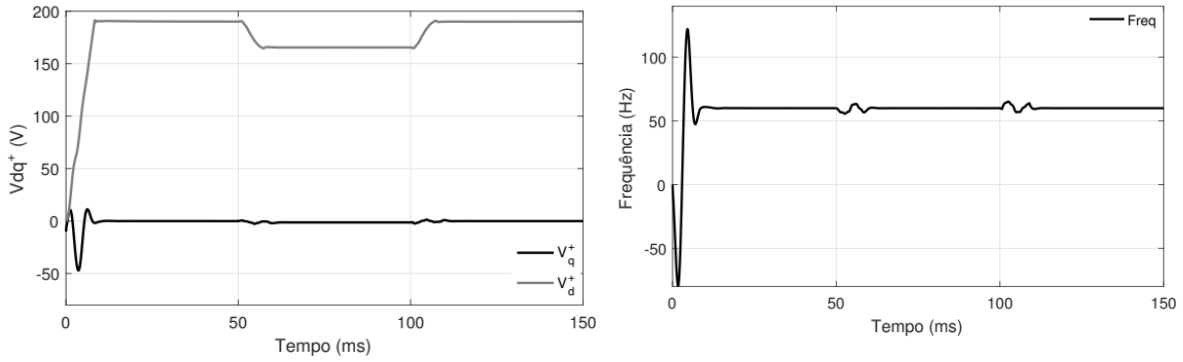
4.2 Desempenho do Sistema SGD perante a afundamentos momentâneos de tensão e distorções harmônicas.

A Figura 5(a), apresenta as tensões em eixo direto e em quadratura na saída do PLL (V_{d+} e V_{+q}). Nota-se que o sincronizador proposto (PLL da seção 2.1) é capaz de fornecer valores corretos de *Vd* e *Vq* durante a ocorrência dos distúrbios, tornando-os livre de oscilações. Caso aparecessem oscilações nas tensões de eixo direto e quadratura, essa causariam oscilações nos valores de referências das correntes injetadas pelo sistema de controle podendo levar a instabilidade e inoperância do gerador distribuído conectado à rede. Através da análise do gráfico, o tempo de acomodação de V_d e V_q são inferiores a 1 ciclo, dessa forma, fica claro a rápida convergência para os valores corretos.

A Figura 5(b) mostra a estimação da frequência obtida na saída do PLL. Seu valor é importante para a estratégia de controle e sua estimação é mais sensível a distúrbios na rede quando comparado ao cálculo do ângulo de fase. A obtenção de um *f* muito oscilante levará a um inadequado funcionamento do sistema de controle de corrente devido a presença da compensação *feedforward*, causando assim distorção nas tensões de referências para o PWM. Portanto, nota-se uma rápida convergência do sinal estimado tanto no início do

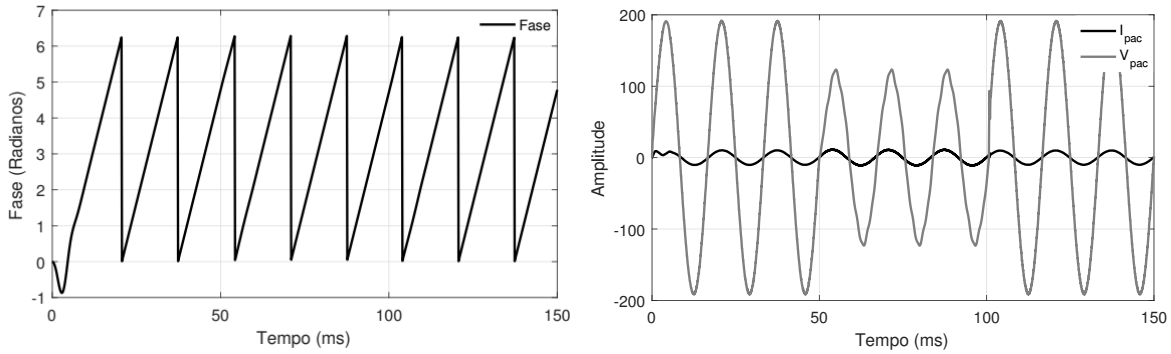
afundamento quanto após o restabelecimento do sistema, em que podemos percebe um bom desempenho do método proposto em eliminar qualquer tipo de distorção. O tempo de acomodação e ultrapassagem percentual apresentado no cálculo da frequência correspondem a 8;75 ms e 8;6% respectivamente.

Na Figura 6(a) nota-se que a fase calculada pelo método proposto está conforme esperada. Vale a pena ressaltar que o sistema de controle utilizado necessita de uma estimação precisa do ângulo de fase a fim de realizar a correta transformação de coordenadas síncronas.



(a) **(b)**

Figura 5 – (a) Tensão de eixo direto e de quadratura; (b) Frequência da rede



(a) **(b)**

Figura 6 – (a) Fase da rede; (b) Tensão e corrente na saída do inversor

A Figura 6(b) apresenta o gráfico da tensão e da corrente na saída do inversor para fase A. Pode-se observar que a corrente está em fase com a

tensão durante toda simulação. Os valores da THD de tensão e corrente avaliados ao longo da simulação são 7;5% e 8;9%, respectivamente.

5. CONCLUSÕES

Este artigo propõe a utilização de uma técnica controle e sincronização que faz uso de um estimador de componentes de sequência em um sistema de coordenadas estacionárias. A método foi avaliado em um SGD conectado à rede elétrica através do software *Simulink*. Os resultados confirmam a capacidade do método em lidar com severa distorção harmônica e falta desequilibrada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BLAABJERG, F.; CHEN, Z.; KJAER, S. B. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 19(5):1184–1194, Sept 2004.

FAINAN, A. M. H.. Converter-interfaced distributed generation – grid interconnection issues. Dissertação (Mestrado), Chalmers University Of Technology, 2007.

GOMES, Hugo Teixeira Cotrim. Investigação e aprimoramento de técnica de sincronização aplicada no controle de conversores conectados à rede elétrica. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Bahia, Salvador, 2016.

SILVA, Luiz et al. Positive sequence component extraction based on least-squares applied to synchronization in distributed generation. Eletrônica de Potência (Impresso), 21(4):255–265, Dec 2016.

SILVA, Luiz Henrique Santos. PLL Baseado em Estimador de Sequência Positiva Adaptável à Variação de Frequência da Rede. Tese (Doutorado), Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2018.

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA NO BRASIL: REVISÃO DE LITERATURA

Elisandra Ratke[1]; Evandro André Konopatzki[1]; Vinicius Lima Passolongo[1]; Roberto Padilha Rovani[1]; Juan Nascimento[1]; Natalia de Santi Pilonetto[2]; Bruna Alves de Souza Holanda[1]; Lucas de Paula[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná; [2]Colégio Estadual Mondrone

RESUMO

Como consequência da escassez enfrentada pelo Brasil atualmente, o incentivo à utilização de fontes renováveis para produção de energia elétrica demonstrou ser uma das soluções possíveis. Dentre todos os benefícios destas fontes – como a produção de energia limpa e inesgotável, e o fato de permitir que o consumidor reduza os custos da fatura de energia elétrica (tornando-se um produtor através da microgeração distribuída) – tornaram esse tipo de energia muito atrativo. Dentre as fontes renováveis, a eólica vem desempenhando um papel mais expressivo na geração de energia, sendo a segunda fonte mais utilizada no país. Entretanto, o setor de pequeno porte, onde se encaixa a microgeração eólica, ainda é muito incipiente, tornando-se muitas vezes inviável economicamente. Diante desse cenário, este trabalho é propõe uma revisão da literatura já publicada em artigos científicos disponibilizados em três repositórios (Elesevier, IEE Xplorer e SciELO) buscando no título as expressões “energia eólica” e “microgeração distribuída eólica”. Os parâmetros utilizados foram subárea de aplicação e viabilidade técnico-econômica para implementação de um novo projeto de pesquisa científica. Os resultados dessa pesquisa mostraram uma tendência de pesquisas para a área de novos materiais e tecnologias na área eólica. Também foi constatado haver poucas publicações relacionadas à geração distribuída. Como conclusão, essa pesquisa apresentou uma revisão literária dos estudos sobre microgeração eólica distribuída no Brasil incluindo conceitos gerais para a viabilidade técnica e econômica de sua implantação. Apresentou alguns possíveis fatores impeditivos à penetração dessa tecnologia

e sugeriu uma análise dos incentivos públicos e privados voltados à microgeração eólica.

Palavras-chave: Energia eólica; Microgeração distribuída; Energias renováveis; Viabilidade econômica.

ABSTRACT

As a consequence of the scarcity faced by Brazil today, encouraging the use of renewable sources for the production of electricity proved to be one of the possible solutions. Among all the benefits of these sources – such as the production of clean and inexhaustible energy, and the fact that it allows the consumer to reduce the costs of the electricity bill (becoming a producer through distributed microgeneration) – they have made this type of energy very attractive. Among the renewable sources, wind has been playing a more significant role in energy generation, being the second most used source in the country. However, the small sector, where wind microgeneration fits in, is still very incipient, often making it economically unfeasible. In view of this scenario, this work proposes a review of the literature already published in scientific articles available in three repositories (Elesevier, IEE Xplorer and SciELO) looking for the expressions “wind energy” and “distributed wind microgeneration” in the title. The parameters used were application subarea and technical-economic feasibility for the implementation of a new scientific research project. The results of this research showed a trend of research for the area of new materials and technologies in the wind area. It was also found that there were few publications related to distributed generation. In conclusion, this research presented a literature review of studies on distributed wind microgeneration in Brazil, including general concepts for the technical and economic feasibility of its implementation. He presented some possible impediments to the penetration of this technology and suggested an analysis of public and private incentives aimed at wind microgeneration.

Keywords: Wind energy; Distributed microgeneration; Renewable energy; Economic viability.

1. INTRODUÇÃO

Diante do contexto de globalização atual, faz-se cada vez mais necessário planejar meios para atender a demanda energética mundial. Em meio à crise hídrica que o Brasil vive atualmente, as energias renováveis se tornaram muito atrativas seja por fatores políticos, econômicos, mas principalmente ambientais, cada vez mais tem se buscado o desenvolvimento e a promoção de geração de energia elétrica por meio dessas fontes. Estas além de possuírem vantagens ambientais, como o fato de serem inesgotáveis, permitem que qualquer consumidor se torne um produtor através da microgeração distribuída, possibilitando assim reduzir os custos com a fatura de energia elétrica.

Definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, sendo conectada diretamente à rede de distribuição. A microgeração distribuída tornou-se muito atrativa, pois além de provir de fontes normalmente renováveis, ela proporciona vários benefícios para o sistema elétrico, como a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e maior diversidade para matriz energética. (ANEL, 2016).

Dentre as fontes renováveis utilizadas no Brasil, a eólica vem desempenhando um papel mais expressivo na geração de energia. Através dos geradores eólicos a energia cinética dos ventos é convertida em energia mecânica pela turbina eólica, sendo transmitida pelo eixo através de uma caixa de engrenagens ou diretamente ao gerador, por fim acontece a conversão eletromecânica, transformando-a em energia elétrica. (MOREIRA; BASTOS; SANTOS, 2018).

Apesar do mercado eólico de grande porte (potência instalada acima de 5 MW) ser a segunda fonte mais utilizada para produzir energia elétrica brasileira, o setor de pequeno porte (potência instalada de até 75 Kw), onde se encaixa a microgeração eólica, ainda é muito novo no país, tornando-se muitas vezes inviável economicamente.

Dessa forma, este trabalho apresenta uma revisão literária de estudos sobre microgeração distribuída eólica no Brasil, abordando esta temática e os requisitos utilizados para analisar a viabilidade de geração.

2. ENERGIA EÓLICA

Desde os anos 70, a energia eólica passou a ser alvo de estudos no Brasil, mas foi só em 1992 que a primeira unidade de teste foi instalada, tendo como localidade o arquipélago de Fernando de Noronha. Através dos resultados obtidos com a unidade teste, algumas turbinas eólicas foram instaladas, porém houve pouco crescimento da geração eólica, devido à falta de incentivos públicos e principalmente pelo alto custo dos equipamentos. (ABBEólica, 2022).

Com a implementação das primeiras usinas eólicas entre os anos 90 e 2001, revelou-se grandes potenciais proveitosos, como o estado do Ceará com 12,0 TW/h em torres com altura de 50m e 51,9 TW/h na altura de 70 m. (PINTO; SANTOS, 2019). Assim, com a crise energética de 2001 foi criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), a fim de incentivar o desenvolvimento da energia eólica no Brasil. Apesar dos esforços, esse programa não alcançou os resultados esperados e assim foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecendo assim a indústria de componentes e turbinas eólicas no país, além de incentivar a evolução de fontes renováveis. (ABBEólica, 2022)

Após grandes avanços realizados, o Brasil passou a ocupar a sexta posição em capacidade total instalada de energia eólica *onshore* no *ranking* do Global Wind Energy Council (GWEC) em 2021. Dados do relatório divulgado pela mesma em abril de 2022, mostram que a potência instalada em 2011 era de 1 GW, progredindo para 21 GW em janeiro de 2022. Sendo então, a energia eólica a segunda maior fonte de energia do país, como é visto na figura 1, desse modo deixando de ser uma fonte alternativa e passando a ser fundamental para matriz elétrica. (BRASIL, 2022).

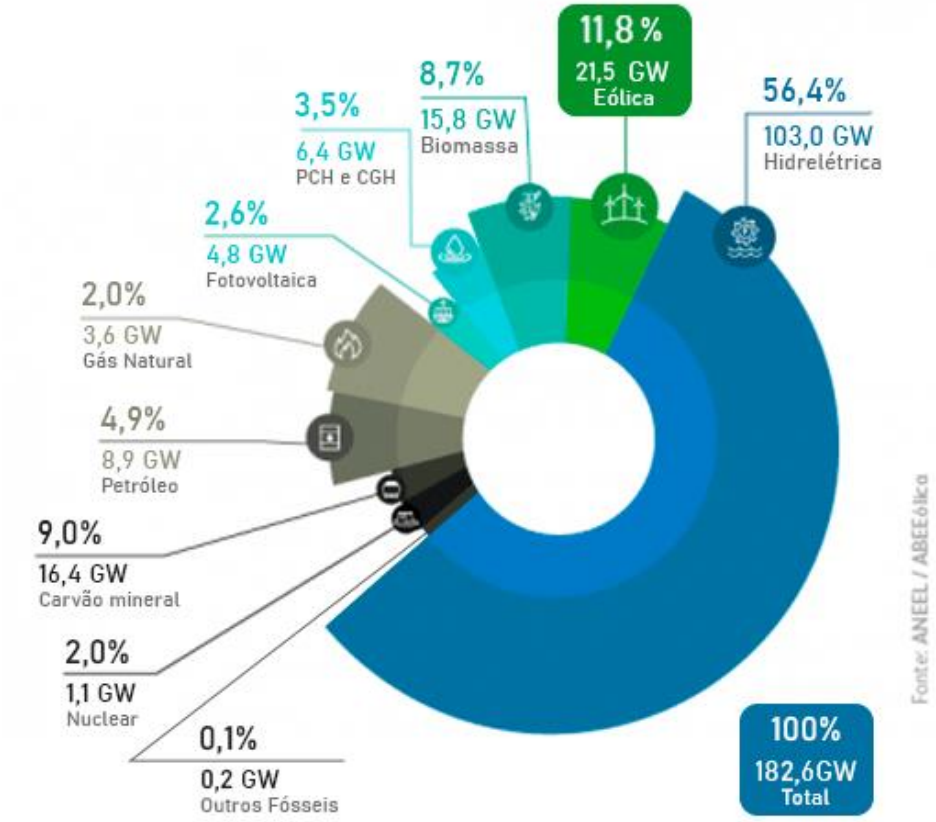


Figura 1 – Composição da matriz elétrica brasileira em GW (Fonte: ANEEL/ ABEEólica, 2022).

2.1 Estudos sobre a Geração Eólica

Sobre o estado da arte, usando as palavras-chave: “energia” e “eólica”, “Wind” e “Power” para busca nos repositórios SciELO, Elsevier e IEEE Xplorer, usando a chave: título, foram constatados:

O repositório Elsevier apresentou 298.114 artigos publicados entre os anos de 1999 e 2022, sendo uma área recente de pesquisa os artigos que tratam a energia eólica superaram a taxa de 10.000 ano^{-1} desde 2013.

Esse repositório registrou artigos nos tópicos: energia (97.616), engenharia (88.168), ciência ambiental (57.452), ciências da terra e planetárias (47.527), ciências agrárias e biológicas (27.155), física e astronomia (22.357), ciências sociais (18.320), engenharia química (16.872) e ciência da computação (14.824). como destaque, artigos publicados na subárea de “ciência dos

materiais" já somam 28.246 sendo mais de 1.000 novas publicações ao ano desde 2018, mostrando a busca por novos materiais e tecnologias nessa área.

O repositório Elsevier IEEE Xplorer apresentou 4.390 artigos publicados em periódicos, entre 1.915 e 2.022. Sendo os maiores destaques nas áreas: usinas eólicas (2.260), turbinas eólicas (1.493), energia eólica (629), economia de geração de energia (365), instalações *offshore* (242), confiabilidade de geração de energia (232), estabilidade do sistema de energia (231), análise de elementos finitos (219), mercados de energia (216) e programação de geração de energia (201). Outras subáreas ligadas a novas tecnologias em materiais e métodos alcançaram, juntas, 3.193 artigos publicados. Sobre geração de energia distribuída, assunto ligado à Legislação brasileira, foram publicados 235 artigos.

O repositório SciELO apresentou 86 artigos publicados com "energia eólica" uma base entre os anos 2.004 e 2.022. Com artigos publicados nos países: Colômbia (29), Brasil (21), Argentina (12), Cuba (9), México (6), Venezuela (4), Chile (2), Portugal (2) e Equador (1).

No Brasil foram publicados 19 artigos, entre 2.008 e 2.022, dos quais a maioria abordou a potencialidade de produção regional. Apenas um artigo envolveu novas tecnologias na geração enquanto nenhum deles abordou a geração distribuída em seu título. Mostrando espaço para pesquisas nessa subárea.

2.2 Microgeração Eólica no Brasil

A geração distribuída é caracterizada pela produção de energia elétrica em pequena escala, geralmente a partir de fontes renováveis ou ainda através da utilização de combustíveis fósseis, inseridos nos centros de consumo de energia elétrica. ANEEL (2016)

As principais vantagens encontradas com a instalação de pequenos geradores no sistema elétrico, segundo a ANEEL (2016), são o adiamento de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; menor impacto ambiental – se comparado às instalações hidráulicas; e diversificação da matriz energética.

A resolução da ANEEL REN n. 482/2012 estipulou as condições necessárias para a geração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica. A resolução normativa citada anteriormente sofreu dois processos de revisão: o primeiro deles através da REN n. 687/2015 e o segundo em outubro de 2017, mediante a REN n. 786/2017. Como resultado a microgeração distribuída é formada por sistemas com carga total instalada menor ou igual a 75 kW e a minigeração distribuída se refere às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ANEEL, 2016).

Segundo a normativa, a medição de energia gerada e consumida deve ser feita por um medidor bidirecional (SENDERSKI, 2018). A escolha pela energia eólica se torna uma opção para geração distribuída por ser um recurso energético renovável, obtido através do movimento das massas de ar.

Os aerogeradores possuem hélices que se movimentam de acordo com a quantidade de vento no local e assim, transformam a energia cinética dos ventos em energia elétrica (EPE, 2017; MOREIRA; BASTOS; SANTOS, 2018). Tal funcionamento pode ser visualizado na figura 2.

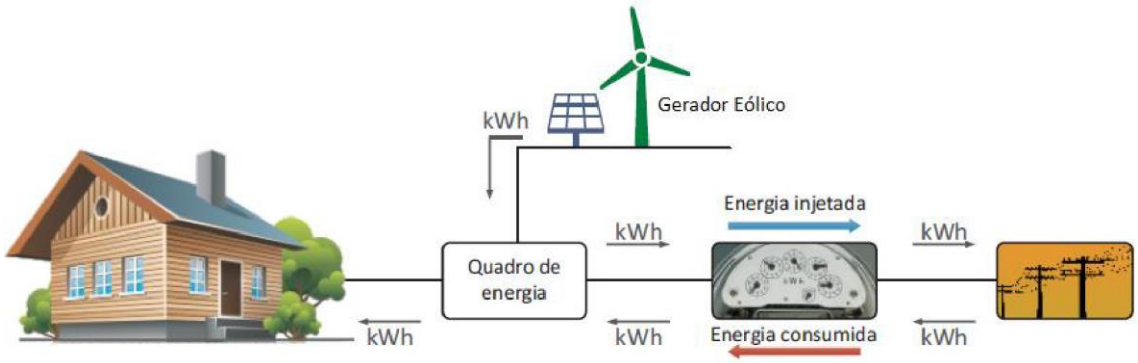


Figura 2 - Sistema híbrido com geração fotovoltaica e eólica (Fonte: ANEEL, 2016).

A microgeração distribuída eólica é um sistema de geração de energia elétrica com potência igual ou de até 75 kW, próximo ao consumidor, ela proporciona redução de perdas de tensão dos cabos de distribuição e da tarifa de energia elétrica. Dessa forma, a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à

distribuidora local e posteriormente compensada com consumo de energia elétrica ativa, através do sistema de compensação de energia elétrica ativa. (ARAÚJO et al., 2020).

Quando se instala um sistema de GD, o gerador opera a uma potência fixa, independente da curva de consumo, dessa forma, quando o gerador fornece uma potência maior do que o consumo simultâneo, o excedente precisa ser transferido para algum lugar (ou esse potencial será desperdiçado). Uma das formas legais é utilizar a rede elétrica através do sistema de compensação de energia, nesse sistema o excedente de energia elétrica é injetado na rede e a concessionária supre outra demanda simultânea. Essa energia é convertida em "créditos" para o consumidor-gerador, permitindo o seu uso nos meses seguintes (até o limite de 60) para abater eventuais consumos excedentes. (COPEL, 2021)

2.3 Viabilidade de geração

Para elaboração de projetos eólicos é necessário analisar a viabilidade de geração de energia a qual é dependente das características do vento. De uma forma generalizada, os dados são coletados nas estações meteorológicas de observação de superfície e mapas eólicos presentes em cada estado. A tabela 1 apresenta a velocidade média anual de vento na altura de 10 metros e a possibilidade de uso para geração de energia eólica. (ARAÚJO et al., 2020).

Tabela 1 – Velocidade do vento para uso em energia eólica

Velocidade média anual a 10 metros de altura acima do solo (m/s)	Possibilidade de uso para energia eólica
Abaixo de 3	Usualmente não viável
De 3 a 4	Opção para bombas eólicas, mas não para geradores
De 4 a 5	Viável para geradores eólicos isolados
De 5 a 7	Viável para bombas eólicas e geradores eólicos isolados
Acima de 7	Viável para bombas eólicas e geradores eólicos isolados e conectados à rede

Fonte: Bohme et al. (2016).

No Brasil a direção e a velocidade do vento são extremamente variáveis, por isso precisam passar por um tratamento estatístico. Sendo então, medidos durante um grande período de tempo e em sequência classificados, originando uma curva de distribuição de frequência. (HILLER, 2012). Depois de passar por este tratamento, é possível então calcular a potência que pode ser extraída do vento. Tal aspecto é descrito pela equação 1:

$$P = \frac{1}{2} Cp\rho A v^3 \quad (1)$$

Onde Cp é o coeficiente de potência, ρ é a massa específica do ar, A é área de varredura das pás do rotor e v é a velocidade do vento. A partir disso, é possível analisar se é viável tecnicamente ou não a instalação de aerogerador e dessa forma prosseguir com os cálculos para a escolha do mesmo. (PINTO; MARTINS; PEREIRA, 2017)

2.4 Viabilidade econômica

Para analisar a viabilidade econômica de um projeto de microgeração eólica é necessário considerar alguns parâmetros essenciais e determinantes para a realização; sendo eles: a receita do projeto, o custo de energia fornecida pela distribuidora de energia, o custo dos equipamentos e instalações, as condições de financiamento e por fim o retorno financeiro. (HILLER, 2012).

Uma das grandes dificuldades na expansão de projetos de microgeração eólica distribuída é pelo fato de o custo dos equipamentos serem ainda muito altos no Brasil e a impossibilidade de comercialização de energia elétrica oriunda da microgeração. (HILLER, 2012).

3. CONCLUSÃO

Essa pesquisa apresentou uma revisão literária dos estudos sobre microgeração eólica distribuída no Brasil, abordou a conceitos gerais da energia eólica e um panorama de artigos científicos já publicados nesse tema. Em

seguida apresentou a microgeração eólica no Brasil, a viabilidade técnica de geração e, por fim, critérios para viabilidade econômica.

Apesar de ser uma fonte em ascensão no Brasil, a microgeração eólica ainda tem alguns obstáculos que dificultam a sua maior adesão, principalmente na microgeração distribuída. Diante disso, este trabalho analisou os parâmetros utilizados na elaboração de um projeto eólico, através de uma revisão de literatura.

Dentre os agentes impeditivos à penetração dessa tecnologia no Brasil destacam-se:

- O fato dos equipamentos de pequeno porte não serem produzidos no país, isso torna o custo muito alto;
- Os juros elevados para aquisição de micro usinas eólicas, fator que desestimula a aquisição desses equipamentos pelas unidades consumidoras de pequeno porte;
- A impossibilidade de comercialização de energia elétrica oriunda da microgeração, limitando muito as opções do produtor à consumo simultâneo ou pagamento das taxas vigentes no sistema de compensação de energia.

Portanto, para trabalhos futuros sugere-se que se analise os incentivos públicos e privados voltados à microgeração, como implantação de indústrias nacionais e aquisição facilitada desse tipo de sistema de geração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEOLICA. O Setor. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>. Acesso em: 25 maio. 2022.

ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída. Brasília. 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161. Acesso em: 08 maio. 2022.

ARAÚJO, G. C. et al. Aplicação do modelo Weibull na modelação matemática para análise da viabilidade de geração de energia eólica. Revista Engenharia de Interesse Social. 5. 10.35507/25256041/reis.v5i5.4708. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/342726596_Aplicacao_do_modelo_Weibull_na_modelacao_matematica_para_analise_da_viabilidade_de_geracao_de_energia_eolica. Acesso em: 15 maio. 2022.

BRASIL. Brasil sobe para a sexta posição em ranking internacional de capacidade de energia eólica onshore. 2022. Disponivel em: https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/04/brasil-sobe-para-a-sexta-posicao-em-ranking-internacional-de-capacidade-de-energia-eolica#:~:text=A%20energia%20e%C3%B3lica%20%C3%A9%20uma,os%20dados%20referentes%20a%20novembro. Acesso em: 15 maio. 2022.

BOHME, G. S. et al. Análise das etapas de desenvolvimento de projetos de energia eólica – Estudo de caso. In: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL E MEIO AMBIENTE, 18., 2016, São Paulo. Anais [...]. Brasil: USP, 2016. Disponível em: http://engemausp.submissao.com.br/18/anais/arquivos/456.pdf. Acesso em: 28 maio. 2022.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. Micro e mini geração. 2021. Disponível em: https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/poder-publico/micro-e-minigeracao/. Acesso em: 06 de maio. de 2022.

EPE, 2017. Fontes de energia. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia. Acesso em: 11 maio 2022.

HILLER, Eduardo Rieger. Estudo de viabilidade técnica e econômica de instalação de um sistema de microgeração eólica conectado à rede elétrica em uma propriedade rural. 2012. Disponível em: https://lume.ufrgs.br/handle/10183/75837. Acesso em: 05 maio 2022.

MOREIRA, H L. et al. Análise comparativa da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e eólicos para microgeração de energia elétrica. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - 2018, Gramado, Rio Grande do Sul, abr. 2018. Disponível em: https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/525. Acesso em: 26 maio. 2022.

PINTO, L. I. C.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.. O mercado brasileiro da energia eólica, impactos sociais e ambientais. Revista Ambiente & Água, v. 12, n. 6, pp. 1082-1100, 2017. Disponível em: https://doi.org/10.4136/ambi-agua.2064. Acesso em: 05 maio. 2022.

PINTO, R. J; SANTOS, V. M. L. Energia eólica no Brasil: Evolução, desafios e perspectivas. RISUS - Journal on Innovation and Sustainability, São Paulo, ano 2019, v. 10, n. 1, p. 124-142, 1 mar. 2019. Disponível em: https://revistas.pucsp.br/risus/article/view/41807. Acesso em: 15 maio 2022.

SENDERSKI, A. M. Estudo de viabilidade tecnico-financeira de geração distribuída por paineis fotovoltaicos. 51 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrônica, UTFPR, Ponta Grossa, 2018.

MICRORREDES URBANAS: DESAFIOS E NOVOS MODELOS DE NEGÓCIO PARA UMA TECNOLOGIA EMERGENTE

Marlon Huamani[1]; Amaro Pereira[1]; David Alves Castelo Branco[1]

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

RESUMO

Microrredes, são tecnologias que vêm surgindo como um meio para promover a sustentabilidade, resiliência e segurança energética no contexto urbano. Contudo, diversos são os desafios que estas devem superar para conseguir sua inserção no setor elétrico. Neste artigo, estes foram classificados em: técnicos, econômicos, regulatórios e de mercado. Dentre os desafios destacam-se, principalmente, os modelos de negócio. Modelos de negócio são agrupados em Disco, Híbrido e de Terceiros. O Disco permitiria a exploração de novas oportunidades de mercado as distribuidoras, o Híbrido aproveitaria a expertise das distribuidoras e a participação de novos agentes e o de Terceiros a participação de novos agentes. O crescimento da indústria de microrredes depende da maior flexibilidade na regulação e políticas públicas.

Palavras-chave: Microrredes; Modelos de Negócio Microrredes; Recursos Energéticos Distribuídos; Energia Renovável; Setor Elétrico.

ABSTRACT

Microgrids are technologies that have emerged as a mean to promote sustainability, resilience and energy security in the urban context. However, there are several challenges that they must overcome to achieve their insertion in the power sector. In this paper they were grouped into technical, economic, regulatory and market challenges. Among the challenges stand out, mainly, the business models. Business models are grouped into Disco, Hybrid and Third Party. Disco would allow the distribution companies to explore new market opportunities, Hybrid would take advantage of the distribution companies' expertise and the participation of new agents, and Third-party would allow the

participation of new agents. The growth of the microgrid industry depends on greater flexibility in regulation and public policies.

Keywords: Microgrids; Microgrid Business Model; Distributed Energy Resources; Renewable Energy; Power Sector.

1. INTRODUÇÃO

No setor elétrico, grandes sistemas de geração produzem energia, que é transportada para os consumidores por meio de linhas de transmissão e distribuição. Combustíveis fósseis e carvão são a principal recurso para produção desta energia, 64,8% da eletricidade mundial em 2017 (IEA, 2019).

Fatores socioeconômicos, tecnológicos e ambientais, têm incentivado mudanças no setor, impulsionando a introdução de novas tecnologias. Nesse sentido, destaca-se uma tecnologia que deve transformar política, tecnológica, estrutural e regulatoriamente o modelo até hoje dominante: as microrredes.

Microrredes, são entidades únicas controladas conectadas à rede de distribuição através de um Ponto de Acoplamento Comum (PAC), constituídas por Recursos Energéticos Distribuídos (RED)[1] e cargas (elétricas e/ou térmicas) e com potencial para operar ilhadas ou conectadas da rede (Chowdhury, *et. al.*, 2009; DOE, 2012; Hossain, *et. al.*, 2014; Romankiewicz, *et. al.*, 2013).

Estas podem fornecer benefícios tais como fornecimento de energia, redução dos custos energéticos, aumento da confiabilidade e resiliência, potencial para incluir as fontes renováveis, entre outros (Hatziargyriou, 2014; McDonald, 2014; Romankiewicz *et. al.*, 2014; Romankiewicz *et. al.*, 2013).

Contudo, diversas são as barreiras que as microrredes devem enfrentar a fim de conseguir uma maior participação no setor (Bellido, *et. al.*, 2018). O presente trabalho pretende oferecer uma visão dos diversos desafios das microrredes, focando principalmente, nos modelos de negócio, como uma forma de expandir seu desenvolvimento e implantação.

[1] Recursos que atuam pelo lado da oferta e demanda: geração distribuída, armazenamento de energia, eficiência energética e gerenciamento da demanda.

2. DESAFIOS DAS MICRORREDES

Apesar das tecnologias e equipamentos necessários para a implantação de microrredes estarem disponíveis atualmente, soluções comerciais são ainda uma exceção. Diversas questões impedem sua inserção no setor elétrico; estas podem ser agrupadas em: técnicas, econômicas, de mercado e regulatórias. Algumas destas são apresentadas na Figura 1.

Desafios Técnicos	Desafios de Mercado	Desafios Económicos	Desafios Regulatórios
√ Falta de mecanismos de proteção. Os atuais mecanismos convencionais não funcionam √ Operação e estabilidade da microrrede, principalmente, devido à participação das fontes renováveis intermitentes √ Transição entre os modos de operação (ilhado e conectado). Uma transição não apropriada poderia causar prejuízos nos aparelho conectados à microrrede e nas vidas humanas √ Falta de maturidade de algumas das tecnologias de controle	√ Falta de mercado de eletricidade e serviços ancilares (não podem comercializar sua energia e serviços no mercado) √ Alguns clientes são obrigados a comprar sua energia da distribuidora (eles não poderiam comprar sua energia da microrrede) √ Falta de sinais de preços adequados (tarifas volumétricas), microrredes não podem ser compensadas financeiramente pela tarifa √ Falta de maturidade e escalabilidade para os projetos ao redor do mundo √ Incerteza e riscos sobre os modelos de negócios	√ Altos custos de investimento (projetos de microrrede geralmente exigem soluções de engenharia exclusivas e caras para tecnologias emergentes que, em muitos casos, ainda requerem incentivos do governo) √ Falta de receitas (alguns benefícios ainda não podem ser monetizados) √ Falta de capitalização √ Falta de modelos de financiamento (suporte apenas para geração distribuída pode não ser suficiente. Investidores têm dificuldade em replicar modelos de financiamento, microrredes são projetos customizados)	√ Falta de definição (às vezes são usados como sinônimos de DER. Microrredes são a forma mais complexa e dinâmica de DER) √ Direitos de franquia (as vezes uma microrrede não pode estender os fios na via pública para atender seus clientes) √ Incerteza sobre a propriedade e operação dos ativos (empresas de distribuição não têm incentivos para investir em microrredes) √ Discrepâncias de regra (sem regras de conexão). Mecanismos antilhamento impedem seu ilhamento * √ Falta de regras claras que definam as relações proprietários-clientes (acordos, faturamento, mecanismos de resolução de conflitos, tratamento de reclamações, competências, etc.)

* IEEE 1547 (Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems) stands out. IEEE 1547.4 (Guide for the Design, Operation and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power System) podem ser importantes na conexão de microrredes com propósito de ilhamento

Figura 1 - Barreiras para o desenvolvimento de microrredes. Fonte: (Bellido, *et. al*., 2018)

Desafios técnicos são aqueles que permitem o apropriado funcionamento da microrrede e a obtenção dos seus benefícios. Estes devem ainda ser melhorados para diminuir seus elevados custos, tornando-as mais competitivas.

Regulatoriamente, a definição das microrredes é uma questão extremamente importante, uma vez que se definida apropriadamente, facilitaria sua implantação e o desenvolvimento de políticas apropriadas.

Economicamente, seus custos de investimento elevados e a falta de mecanismos de financiamento, devido à inapropriada avaliação dos seus benefícios, tornam seus investimentos de elevado risco. No mercado destaca-se sua falta de maturidade e escalabilidade nos projetos. Todas estas questões, impedem o desenvolvimento de modelos de negócio adequados que sejam interessantes aos investidores. A Figura 2 mostra a relação dos seus desafios.

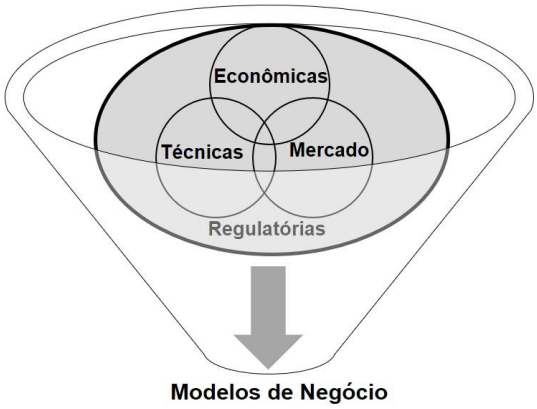


Figura 2 - Relação entre desafios das microrredes

3. MODELOS DE NEGÓCIO MICRORREDES

Em microrredes, um modelo de negócio é a forma pela qual o projeto ou negócio de microrredes é planejado, implementado e executado a fim de atender certos objetivos estratégicos (Navigant, 2016a). Diversos modelos de negócio podem ser estabelecidos nas microrredes (PwC, 2016).

Uma das formas de caracterizar modelos de negócio em microrredes é de acordo com a propriedade do ativo da microrrede (EPRI/SEPA, 2016; KEMA, 2014; NYSERDA, 2014), dependendo desta, modelos de negócio podem variar significativamente, permitindo a participação de novos agentes no setor.

3.1 Modelos de negócio segundo a propriedade do ativo

As Tabela 1 e Tabela 2 mostram as definições e alguns exemplos de alguns modelos de negócio em microrredes segundo a propriedade do ativo.

Tabela 1 - Modelos de negócio em microrredes segundo a propriedade do ativo (EEM, 2015; GTM, 2016; GTM, 2017; KEMA, 2014; Leonhardt, *et. al*., 2015; Navigant, 2019; Navigant, 2016; Navigant, 2016a; NYSERDA, 2014; Sanz, *et. al*., 2014)

Modelo	Descrição
Disco	Microrrede onde as instalações de distribuição e os RED são de propriedade da distribuidora
DBOOM	Companhia privada Projeta, Constrói, Opera, Possui e Mantém a microrrede
DBOOME	Distribuidora Projeta, Constrói, Possui, Opera, Mantém e Energiza microrredes para seus clientes
Serve one Customer and many (SoCm)	Distribuidora constrói microrrede no cliente (que a usa para resiliência), que usa seus ativos para serviços de rede quando o cliente não a usa
Unico-Usuário	Microrrede que pertence e serve apenas a um único usuário
Híbrido	Microrrede onde instalações de distribuição pertencem à distribuidora e RED é de propriedade ou contratada por um terceiro
Multi-Usuário	Microrrede de propriedade e operada por entidades comerciais (ou distribuidora), atende a vários clientes
District Energy	Organizações com um ou mais usuários de energia que, geralmente, fornecem energia térmica
DBOOT	Empresa privada Projeta, Constrói, Possui, Opera e Transfere uma microrrede em troca de acordos para compra de produtos ou serviços
Microrrede-como-Serviço (MaaS)	Empresas privadas fornecem aos clientes acesso a serviços de microrredes, protegendo-os do risco de investimento

Grande parcela das microrredes instaladas, principalmente, nos EU, líder mundial, têm resultado da modernização de antigas instalações em universidades, hospitais, instalações militares, etc. (KEMA, 2014). Estas podem ser consideradas como Único-Usuário (Faure, *et. al*., 2017; Leonhardt, *et. al*., 2015).

O crescente número de políticas de incentivo e avanços tecnológicos, além da redução nos custos tecnológicos, têm incentivado a participação de outros agentes no desenvolvimento das microrredes como, as distribuidoras e terceiros, os quais poderiam oferecer maior flexibilidade e oportunidade de colaboração (expertise da primeira e capital dos segundos) (Faure, *et. al*., 2017).

A variedade dos modelos de negócios está relacionada à diversidade regulatória (principalmente nos EU, onde a maioria dos modelos está sendo proposta), número de agentes interessados em participar do mercado e outros fatores (segurança energética, economia de custos, sustentabilidade etc.) (Faure, *et. al*., 2017; EPRI/SEPA; 2016).

4. DISCUSSÃO

Uma análise dos desafios e definição das microrredes, permite desenvolver uma matriz de Forças, Oportunidades, Fraquezas e Ameaças (FOFA), conforme mostrado na Figura 3.

A matriz mostra que as microrredes são apropriadas perto do consumidor, pois podem fornecem energia a um custo baixo, de acordo com as necessidades do cliente, melhorando a resiliência e implantação de renováveis. Porém, possuem restrições de uso no gerenciamento no tamanho da demanda, elevados custos de investimento e aumento de risco de ataques cibernéticos.

Forças	Fraquezas
✓ Aumento das renováveis ✓ Otimização e controle local (geração e consumo) ✓ Fornecimento de flexibilidade ✓ Melhora resiliência ✓ Segurança energética (comunidades e usuários únicos) ✓ Usado em abrigo de emergência ✓ Redução de custos de energia	✓ Falta de maturidade e escalabilidade aos projetos ✓ Sem mercado (eletricidade e serviços) ✓ Altos custos de investimento, com energias renováveis exigem tecnologias caras de armazenamento de energia ✓ Alguns benefícios ainda não podem ser monetizados ✓ Incerteza e riscos sobre os modelos de negócios
Oportunidades	**Ameaças**
✓ Aspecto chave para redes inteligentes ✓ Oportunidade para pequenos modelos de negócios locais e novos ✓ Participação de partes interessadas ✓ Oportunidades de renda ✓ Modernização do setor de energia ✓ Convergência para diversas infraestruturas (VE, cidades inteligentes, edifícios, casas, comunidades)	✓ Aumenta os riscos de ataques cibernéticos devido à arquitetura aberta ✓ Subsídios cruzados: consumidores pobres podem subsidiar consumidores mais ricos (que se desconectariam da rede)

Figura 3 – Análise de matriz FOFA em microrredes

Apesar de alguns componentes como painéis fotovoltaicos e armazenamento, estarem diminuído seus custos, investimentos em microrredes ainda são elevados. Estes devem ainda cobrir aspectos da geração, armazenamento, eficiência energética, infraestrutura de distribuição e sistemas de controle e gerenciamento que dependem das características locais.

Tabela 2 - Exemplos de modelos de negócio em microrredes

Modelo	Projeto / Ano	Localização	MW	Ativos	Objetivo do projeto / Custo (US$ M)
Disco	Borrego Springs / 2012	California (EU)	4,2	2x1,8 MW diesel; 29 MW FV; 3x25 kW/50 kWh bat. comum.; 500 kW/1500 kWh bat. subestação	Aumento renováveis intermitentes. Redução interrupções comunidade de Borrego Springs / 15,2
	Central Hudson / --	Nova Iorque (EU)	1,0	1000 kVA diesel	Aumento confiabilidade serviço centro de carga afastado subestação distribuição / 0,8
DBOO (M/ME/T)	Alpha Omega Winery / 2016	California (EU)	0,5	400 kW FV; 100 kW/ 580 kWh bateria	Redução custo energia. Benefícios ambientais e marketing verde / 1,1
	PowerStream R&D / 2016	Ontario (Canada)	0,01	5 kW FV; 6,8 kW/12 kWh bateria	Redução custos energia / --
SoCm	MCAS Yuma / 2017	Arizona (EU)	25,0	10x2,5 MW diesel	Melhora qualidade (frequência). Ilhamento MCAS Yuma / 23,1
	ADC / 2017	Phoenix (EU)	63,0	63,0 MW diesel	Backup centro de dados. Suporte rede / --
Único-Usuário	Santa Rita Jail / 2011	California (EU)	6,2	2x1,0 MW diesel; 1,0 MW célula combustível; 1,2 MW FV; 5x2,3 kW eólico; 2 MW/ 4 MWh bateria	Redução carga de pico (15%). Redução custos energia. Aumento confiabilidade / 12,0
	Cornell Univers. / 2010	Nova Iorque (EU)	40,6	2x14,7 MW turbina a gás; 7,4 MW turbina a vapor; 2x1,0 MW diesel; 1,8 MW hídrico	Aumento confiabilidade edifícios campus / 117,8
	New York Univers. / 2010	Nova Iorque (EU)	19,7	7x895,0 kW motor; 2,4 MW turbina a vapor; 2x5,5 MW turbinas	Atualização planta existente. Redução carga. Melhora confiabilidade campus / 126,0
Híbrido	Parkville / 2017	Connecticut (EU)	0,8	800 kW célula de combustível	Resiliência escola, centro terceira idade, biblioteca, supermercado e posto gasolina / 2,9
Multi-Usuário	Burrstone / 2009	Nova Iorque (EU)	3,6	3x1100 kW gás natural; 1x334 kW gás natural	Redução custos energia. Resiliência ambiente acadêmico e médico / 15,0
	MGA / 2017	Nova Iorque (EU)	1,1	400 kW FV; 400 kW célula combustível; 300 kW/ 1,2 MWh Li-ion bateria	Mitigar demanda pico. Reduzir uso energia / 3,0
District Energy	MDE / 2000	Ontario (Canada)	15,7	15,7 MW ciclo combinado	Redução custos energia. Resiliência, confiabilidade e qualidade / --
	District Energy St. Paul / 1979	Minnesota (EU)	25,0	25,0 MW ciclo combinado	Redução custos energia. Pegada ecológica / --
MaaS	Montgomery County / 2018	Maryland (EU)	7,6	2,0 MW FV; 2,0 MW gás natural; 2,55 MW diesel; 1,0 MW ciclo combinado	Resiliência. Eficiência e sustentabilidade sem expor o governo local a grandes despesas de capital / 4,0

A avaliação econômica das microrredes, diferentemente, dos sistemas convencionais de energia, requer a consideração de cada um destes aspectos. Além disso, monetizar benefícios, tais como: confiabilidade e resiliência, é uma tarefa complicada. Esta tarefa ainda se complica uma vez que microrredes podem possuir um ou vários ativos de geração e/ou armazenamento e atender um ou vários consumidores em diferentes segmentos do mercado (EEM, 2014).

Nesta classificação, a variedade de modelos de negócio depende de uma séria de fatores, destacando-se, principalmente: a propriedade da infraestrutura de distribuição da microrrede (distribuidora ou privada) e a propriedade dos ativos da microrrede.

Se a infraestrutura de distribuição e os ativos da microrrede são da distribuidora, a microrrede pertence à esta. Se a infraestrutura de distribuição pertence à distribuidora e os ativos da microrrede não, a microrrede é Híbrida.

Um terceiro fator a considerar é quando a infraestrutura de distribuição e a microrrede não pertence à distribuidora, podendo ser Único-Usuário ou Multi-Usuário, dependendo dos usuários atendidos. Nesse sentido, a microrrede pode ser considerada como de Terceiros. Estas características permitem agrupar os modelos de negócio em três grupos, conforme mostrado na Figura 4, dependendo do tipo, a distribuidora terá maior ou menor controle.

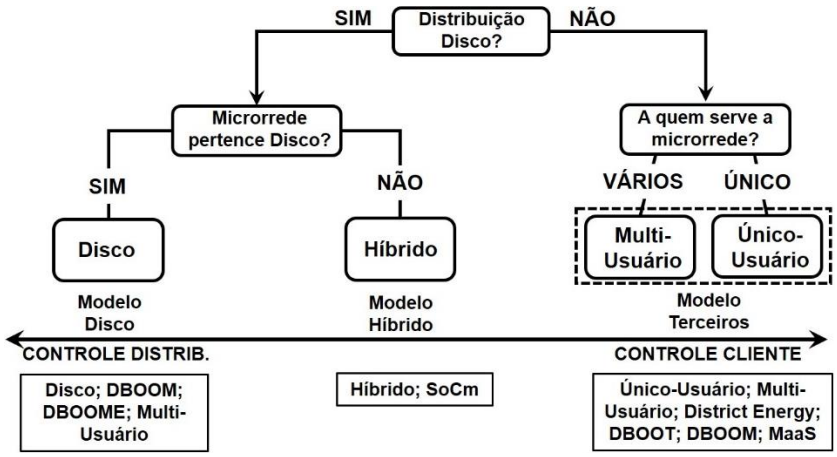


Figura 4 – Classificação modelos de negócio microrredes. Fonte: Elaboração própria baseado em (EPRI/SEPA, 2016; KEMA, 2014; NYSERDA, 2014)

Como na maioria dos casos de inovações disruptivas, o desenvolvimento da tecnologia de microrredes, tem ultrapassado os diversos mecanismos que governam o setor, desafiando seus pilares e obrigando-o a uma reformulação no seu conceito (EC, 2016; ERSE, 2016).

No curto prazo a participação das microrredes no setor pode acontecer por meio do apoio a alguns modelos de negócio. O modelo Único-Usuário seria o de menor complexidade e o modelo Disco (ou qualquer um que esteja relacionado com a distribuidora) seria um pouco mais complexo de desenvolver devido às barreiras na regulação. No longo prazo, o progresso tecnológico, regulatório e financeiro pode tornar o modelo de Terceiros mais viáveis, aprimorando o seu desenvolvimento com melhor qualidade, maior robustez e maior complexidade (Bellido, *et. al*., 2018).

A Figura 5, mostra o provável potencial de crescimento e complexidade de implantação dos modelos. De maneira geral, se indica que a maioria dos modelos possui um potencial de crescimento entre intermediário e forte, porém, com um nível de complexidade entre intermediário e forte para sua implantação.

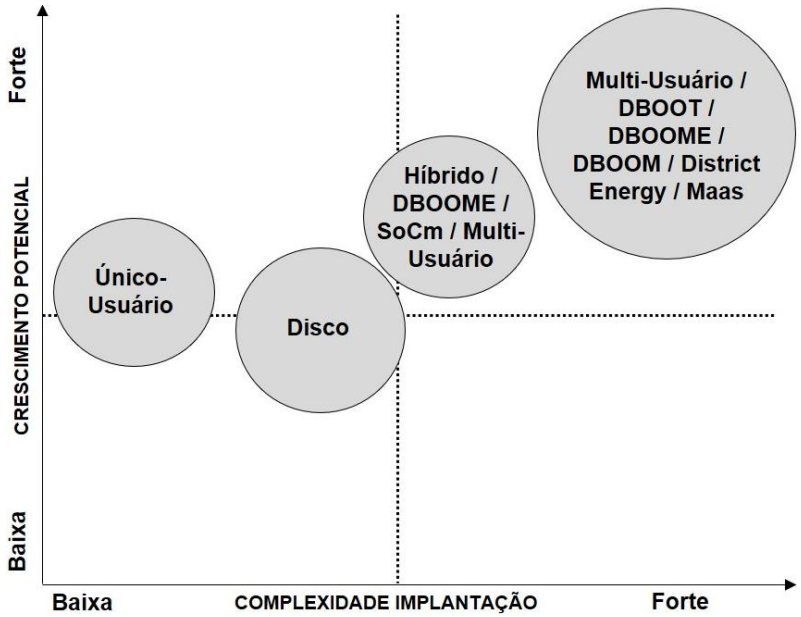


Figura 5 - Complexidade de implantação e crescimento potencial dos modelos de negócio
Fonte: Elaboração própria baseado em (Faure, *et. al*., 2017)

5. CONCLUSÕES

Desafios das microrredes foram classificados em: técnicos, econômicos, de mercado e regulatórios. A microrrede precisa ser tecnologicamente aprimorada para diminuir seus custos e ser aceita no mercado, além de permitir a monetização dos seus benefícios para encontrar mecanismos de financiamento (geração de renda). Porém a questão fundamental se encontra no marco regulatório não apropriado para esta.

O melhor desenvolvimento destes quatro aspectos permitiria uma maior participação das microrredes no mercado, principalmente através dos modelos de negócio. Foram definidos e mostrados diversos modelos de negócio, os quais foram classificados, dependendo da propriedade do ativo da microrrede, em três grupos: Disco, Híibrido e de Terceiros.

Nenhum modelo específico, isoladamente, impulsionará as microredes uma vez que por um lado, estas dependem das características locais e por outro lado, poderiam existir permutações, assim como múltiplos modelos de negócio que poderiam coexistir ou evoluir para um outro ao longo do tempo.

Fica evidente a necessidade de atualização do marco regulatório, pois, a tecnologia deve superar a este sem problemas. A regulação deve ser mais ativa e não reativa. Além disso, o incentivo das políticas públicas deve ser necessário para fortalecer a implantação destas tecnologias.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BELLIDO, M. H.; PINGUELLI, L.; PEREIRA, A.; MOSQUEIRA, D.; KAHN, S. “Barriers, challenges and opportunities for microgrid implementation: The case of Federal University of Rio de Janeiro”. Journal of Cleaner Production, 188, 203-216, 2018.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. “Microgrids and active distribution networks”. 1 ed. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2009.

DOE (2012). “Summary report: 2012 DOE microgrid workshop”. US Department of Energy microgrid workshop. Chicago, Estados Unidos, 2012.

EC (2016). European Commission: Single market progress report. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/node/51. Acesso em: 18 jun. 2016.

EEM (2015). “Community microgrids: A guide for mayors and city leaders seeking clean, reliable and locally controlled energy”. Energy Efficiency Markets. Disponível em: http://www.bostonplans.org/getattachment/5be6cac4-5dbd-42a2-b904-475e95a7782e. Acesso em: 15 mai. 2016.

EEM (2014). “Energy Efficiency Markets. Think microgrid: A discussion guide for policymakers, regulators and end users”. Disponível em: http://whitepapers.energyefficiencymarkets.com/content37018. Acesso em: 15 mai. 2015.

EPRI/SEPA (2016). “Microgrids: Expanding applications, implementations, and business structures”. Disponível em: https://www.epri.com/#/pages/product/3002008205/?lang=en. Acesso em: 22 out 2017.

ERSE (2016). “Portugal Regulatory Entity of Energy Services”. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx. Acesso em: 18 mar. 2016.

FAURE, M.; SALMON, M.; EI FADILI, S.; PAYEN, L.; KERLERO, G. (2017). “Urban microgrids: Overview, challenges and opportunities”. Enea Energy Committed, Paris, França.

GTM. (2017). “Microgrids on the march: Utilities are building out new business models to make islanding work”. Greentech Media. Disponível em: https://www.greentechmedia.com/articles/read/distributech-roundup-microgrids-on-the-march#gs.oLwWw0E. Acesso em: 8 jun. 2017.

GTM (2016). ’U.S. microgrids 2016: Market drivers, analysis and forecast”. GTM Research. Disponível em: http://www.greentechmedia.com/research/report/us-microgrids-2016. Acesso em: 10 jul. 2018.

HATZIARGYRIOU, N. “Microgrids architectures and control”. 1 ed. John Wiley and Sons Ltd, West Sussex, United Kingdom, 2014.

HOSSAIN, E.; KABALCI, E.; BAYINDIR, R.; PEREZ, R. “Microgrid testbeds around the world: State of art”. Energy Conversion and Management, 86, 132-153, 2014.

IEA (2019). “Key world energy statistics 2019”. International Energy Agency, Paris.

KEMA (2014). “Microgrids: Benefits, models, barriers and suggested policy initiatives for the commonwealth of Massachusetts”. Massachusetts Clean Energy Center, Massachusetts, Estados Unidos.

LEONHARDT, D.; BOURGWOIS, T.; BRADFORD, B.; GEROW, J.; MARTIN, N.; RAO, L. (2015). “Microgrids & District Energy: Pathways to sustainable urban development”. Disponível em: http://energy.pace.edu/sites/default/files/publications/USDN%20White%20Paper%20-%20Main%20Narrative.pdf. Acesso em: 4 out. 2016.

MCDONALD, J. D. “Microgrids beyond the hype: Utilities need to see a benefit”. IEEE Electrification Magazine, 2, n. 1, 6-11, 2014.

NAVIGANT (2019). “California’s critical facility challenge: The case for Energy as a Service Municipal microgrids”. Navigant Research. Disponível em: https://internationalmicrogrids.org/wp-content/uploads/2019/05/Navigant-Research-White-Paper-Schneider-Electric-Municipal-Microgrids-5-8-19.pdf. Acesso em: 20 jul. 2019.

NAVIGANT (2016). “Public Power + Solar PV + Batteries = Win-Win”. Navigant Research. Disponível em: https://www.navigantresearch.com/news-and-views/public-power-solar-pv-batteries-winwin. Acesso em: 15 dez. 2016.

NAVIGANT (2016a). “Emerging microgrid business models”. Navigant Research Disponível em:

http://www.g20ys.org/upload/auto/abf2f0a71ea657d34c551214a4ff7045515582eb.pdf. Acesso em: 4 out. 2017.

NYSERDA (2014). “Microgrids for critical resiliency in New York State”. New York State Research and Development Authority. New York, Estados Unidos.

PWC (2016). “Powering up the neighborhood grid: A strategic entry plan for the Microgrid business”. Disponível em: https://www.strategyand.pwc.com/media/file/Powering-up-the-neighborhood-grid.pdf. Acesso em: 20 jul. 2018.

ROMANKIEWICZ, J.; MARNAY, C.; ZHOU, N.; QU, M. “Lessons from international experience for China's microgrid demonstration program”. Energy Policy, 67, 198-208, 2014.

ROMANKIEWICZ, J.; MARNAY, C.; ZHOU, N.; QU, M. “International microgrid assessment: Governance, incentives, and experience (IMAGINE)”. ECEEE 2013 Summer Study, Belambra Les Criques, 2013.

SANZ, J. F.; MATUTE, G.; BLUDSZUWEIT, H.; LAPORTA, E. “Microgrids, a new business model for the energy market”. International conference on Renewables Energy and Power Quality (ICREPQ'14), Cordoba, Espanha, 2014.

MOBILIDADE ELÉTRICA E A GESTÃO OPERACIONAL FRENTE À PROPOSIÇÃO DE UMA FROTA DE ÔNIBUS ELÉTRICOS NA UNICAMP

Mayara Régia Sousa de Melo[1]; Felipe Dias de Azevedo[1]; Carla Kazue Nakao Cavaliero[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

O estudo propõe avaliar a capacidade de suprimento de energia a uma frota de ônibus 100% elétrica na UNICAMP. Após análise qualitativa e quantitativa de informações, concluiu-se que a demanda mensal de energia para recarregar a frota proposta (7+1) é de 33.203 kWh. Sugere-se a instalação de três carregamentos lentos, abastecidos por sistemas fotovoltaicos *on-grid*, semelhante ao Eletroposto de Energia Zero (EE0), de geração mensal estimada de 33.258 kWh, com a instalação de 482 painéis de 395,37 kWp total, já considerando a perda de 15% do sistema, suficiente para atender à frota proposta.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Mobilidade elétrica; Transporte Público; Ônibus; UNICAMP.

ABSTRACT

The study proposes to evaluate the energy supply capacity of a 100% electric bus fleet at UNICAMP. After qualitative and quantitative analysis of information, it was concluded that the monthly energy demand to recharge the proposed fleet (7+1) is 33,203 kWh. It is suggested to install three slow loads, supplied by on-grid photovoltaic systems, similar to the Zero Energy Eletroposto (EE0), with an estimated monthly generation of 33,258 kWh, with the installation of 482 panels of 395.37 kWp total, already considering the loss of 15% of the system, sufficient to meet the proposed fleet.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy; Electric mobility; Public transportation; Buses; UNICAMP.

1. INTRODUÇÃO

O setor de Energia foi responsável por 19% das emissões de gases de efeito estufa em 2019 (IEMA, 2020) e o transporte o principal gerador (PNME, 2020), alcançando 47% deste total (19%) (IEMA, 2020). O transporte público por ônibus convencional gerou 5% de emissões em 2019 (IEMA, 2020), em São Paulo esse número atingiu 13% do total nacional (5%) no mesmo ano (CETESB, 2020). Já na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), a emissão chegou a 2,28% do total de São Paulo (13%) no ano de 2019 e 1,95% no ano de 2020 (VIA GREEN INSTITUTE, 2021).

A mobilidade elétrica pode ser uma alternativa para a mitigação desses índices, cujos principais líderes no setor são: China, Europa e Estados Unidos (PNME, 2020). No Brasil existem 247 ônibus elétricos. Em São Paulo há cerca de 201 trólebus e 16 ônibus convencionais à bateria, e em Campinas há 16 ônibus convencionais com conexão cabeada (RADAR, 2020).

Dessa forma, propõe-se analisar a gestão operacional para substituição de uma frota de ônibus convencionais por ônibus elétricos na UNICAMP, verificando especificações, requisitos e infraestrutura necessários à instalação do sistema fotovoltaico de recarga e a estimativa de sua capacidade.

2. METODOLOGIA

O estudo propõe avaliar a capacidade de suprimento de energia elétrica a uma frota de ônibus 100% elétrica na UNICAMP, assim, estima-se o consumo mensal dos ônibus elétricos e a geração mensal a partir de sistemas fotovoltaicos para recarga. A fonte primária de dados utilizada foi o ônibus elétrico da universidade, produzido pela empresa BYD de Campinas (UNICAMP NOTÍCIAS, 2020), com capacidade de 324 kWh de bateria, 4h para recarga completa, potência de 380V, 2 tomadas de 40 kW (LVME, 2021). A recarga ocorre no Eletroposto de Energia Zero (EE0), próximo à Biblioteca Central, abastecido por um sistema fotovoltaico com 56 painéis solares, capacidade de 60 kWp, geração de 200 kWh/dia (LVME, 2021).

O trabalho partiu de análise qualitativa e quantitativa das informações provenientes de departamentos da universidade, como o Laboratório Vivo de Mobilidade Elétrica, o Instituto Via Green e a Unitransp - Prefeitura Universitária, além de consulta a artigos e dissertações. São apresentadas a seguir as fórmulas que embasam as estimativas de demanda e capacidade de geração de energia.

- Consumo diário estimado de energia elétrica do ônibus elétrico

Consumo diário = Total percorrido dia x Consumo energia elétrica

Onde Consumo diário é o consumo diário do ônibus elétrico (kWh); Total percorrido dia é o total de quilômetros percorrido pelo ônibus elétrico em um dia (km); Consumo energia elétrica é o consumo de energia por quilômetro (kWh/km).

- Consumo mensal estimado de energia elétrica do ônibus elétrico

Consumo mês = Consumo diário × Dias úteis mês

Onde Consumo mês é o consumo mensal de energia do ônibus elétrico (kWh); Dias úteis mês é o total de dias úteis a cada mês, cujo valor considerado foi de 20 dias/mês.

- Especificações do módulo fotovoltaico

Foi escolhido o módulo fotovoltaico da marca Sunova, modelo SS-550-72-MDH, com 550 Wp de potência, eficiência de 21,28%, Silício Monocristalino com 144 células e dimensões de 2279×1134×35mm (NEO SOLAR, 2021).

- Tempo de exposição

O cálculo de exposição foi baseado no HSP (Hora de Sol Pico) para a região de Campinas-SP, cujas coordenadas geográficas são para latitude: $22{,}80^0$ (S) e Longitude: $47{,}04^0$ (O). A irradiação solar média mensal em kWh/m^2.dia para a região local é de 4,94 horas por dia. A inclinação ideal dos painéis é de 21º no sentido norte (N) (CRESESB, 2021). Considera-se o período de 7 dias na semana e 30 dias no mês.

- Cálculo da potência mínima necessária dos painéis

Potência mín nec sistema FV = Geração necessária / (Irradiância x (1 – Perdas)

Onde Potência mín nec sistema FV é a potência mínima necessária do sistema fotovoltaico (kWp); Geração necessária é a quantidade de energia a ser gerada mensalmente (kWh/mês); Irradiância é o valor da energia solar disponível (kWh/m^2 por dia); Perdas são envolvidas no sistema, em torno de 15% (perdas térmicas, perdas de eficiência do inversor).

- Estimativa da capacidade de geração de energia do sistema fotovoltaico

Energia diária = Potência efetiva do sistema FV x Irradiância x (1 - Perdas)

Onde Energia é a capacidade de geração de energia de um painel solar (kWh); Potência efetiva do sistema FV é a potência de um painel solar (kWp);

Quantidade painéis = Consumo mês / Geração mensal

Onde Quantidade painéis corresponde à quantidade necessária de painéis solares para abastecer a frota proposta; Geração mensal corresponde à capacidade de geração mensal de energia por painel (kWh).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Propõe-se que a nova frota siga uma dinâmica de revezamento de ônibus, com seis atendendo regularmente as linhas e dois atuando como reserva. A Figura 1 (UNITRANSP, 2021) ilustra as rotas. Os ônibus das linhas 1, 2 e 3 operam pela manhã e à tarde, sendo que os da linha 1 cumprem o horário de 6:30h a 19:10h, enquanto os da linha 2 e 3 cumprem o horário de 6:35h a 17:40h. À noite o horário é das 18:00h às 23:00h. Já o atual ônibus elétrico se desloca ao longo de todo o dia, entre 7:30h e 22:35h (UNITRANSP, 2021). Há a possibilidade de recarga entre os horários de 10h às 11h e das 20h às 21h, no tempo de descanso dos motoristas, e das 15h às 16h, durante a troca de turno dos motoristas. Após as 23h é possível fazer uma recarga completa da frota (LVME, 2021).

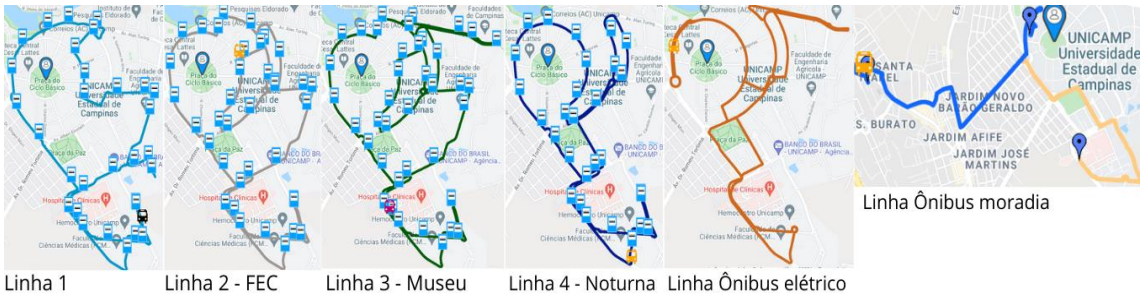


Figura 1 - Rotas dos ônibus

Considerando o consumo de 1,13 kWh/km (LVME, 2021) e 20 dias úteis/mês como padrão ao longo do ano, e atendendo as rotas atuais, a estimativa de demanda de energia por ônibus elétrico está representada no Quadro 1 (ELABORAÇÃO PRÓPRIA, 2021).

Quadro 1 - Estimativa de demanda de energia por ônibus elétrico

Ônibus/Rota	Distância percorrida/ rota (km)	Nº de rotas realizadas/dia (und)	Total percorrido/ dia (km)	Consumo diário de energia (kWh)	Demanda mensal estimada de energia (kWh)
Circular 1 - Linha 1	8,7	20	174	196	3.932
Circular 2 - Linha 1	8,7	20	174	196	3.932
Circular 3 - Linha 2 FEC	10,3	18	185	209	4.190
Circular 3 - Linha 3 Museu	12,3	29	356	403	8.060
Circular 4 - Linha 4 (noturna)	9,2	11	101	110	2.206
Linha ônibus elétrico	9,4	18	169	191	3.822
Ônibus moradia	4,4	71	312	353	7.060
Total				**1.660**	**33.203**

A seguir são apresentadas a potência efetiva do sistema FV, com as perdas, a capacidade de geração de energia e a quantidade necessária de painéis, considerando-se o sistema fotovoltaico distribuído conectado à rede elétrica (SFVCR) o ideal para este tipo de infraestrutura, em semelhança ao atual

EE0, pois não requer área extra.

Potência mín nec sistema FV = 1.660 / [4,94 x (1 – 0,15)] = 395 kWp

Energia diária = 550 x 4,94 x (1 - 0,15) = 2,3 kWh

Quantidade painéis = 33.203 / 69 = 482 painéis

A geração de energia diária estimada por painel é de 2,3 kWh, que no período de 30 dias corresponde a 69 kWh/mês, já considerando perdas de 15% do sistema. Para abastecer a frota proposta (33.203 kWh), é necessária a instalação de 482 painéis solares que geram mensalmente cerca de 33.258 kWh.

Cada painel solar tem 2,56m^2, portanto a área total ocupada seria de 1.234 m^2. Sugere-se a instalação destes na forma de cobertura de vagas para carros no estacionamento que fica atrás da Biblioteca Central, que possui 322 vagas, conforme se observa pela Figura 2 (GOOGLE MAPS, 2021).

Figura 2 - Estacionamento da Biblioteca Central (Unicamp)

Considerando a medida de um carro popular de 10.00 m² e uma cobertura de 10,50 m², pode-se instalar 4 painéis por vaga. Portanto, a área estimada disponível é de 3.220 m² para uma área necessária de 1.234 m², isto é, bem mais do que suficiente para a instalação dos 482 painéis.

4. CONCLUSÃO

Em síntese, para atender à demanda mensal de energia (33.203 kWh), visando recarregar os oito ônibus elétricos, propõe-se a implantação de três carregamentos lentos, abastecidos por sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR), cuja geração mensal estimada de energia é de 33.258 kWh, com a instalação de 482 painéis de 69 kWh/mês de geração cada, já incluída a perda de 15% do sistema fotovoltaico, isto é, suficiente para atender à frota proposta.

Sugeriu-se a instalação dos painéis na forma de cobertura de vagas para carros no estacionamento que fica atrás da Biblioteca Central, que possui 322 vagas. Considerando a medida de um carro popular de 10.00 m² e uma cobertura de 10,50 m², pode-se instalar 4 painéis por vaga. Portanto, a área estimada disponível é de 3.220 m² para uma área necessária de 1.234 m², isto é, bem mais do que suficiente para a instalação dos 482 painéis.

5. AGRADECIMENTOS

Este estudo foi apoiado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações - MCTI e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CETESB - COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO. Plano de Controle de Poluição Veicular do estado de São Paulo. 2020. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/veicular/wp-content/uploads/sites/6/2021/01/PCPV-Plano-de-Controle-de-Poluicao-Veicular-do-Estado-de-Sao-Paulo-2020-2022.pdf. Acesso em: 10 out. 2021.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. Irradiância solar. 2021. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data. Acesso em: 7 nov. 2021.

GOOGLE MAPS. Estacionamento da Biblioteca Central - UNICAMP. 2021.

Disponível em: https://www.google.com.br/maps/place/Central+Library+Cesar+Lattes/@-22.8163376,-47.0735483,729m/data=!3m2!1e3!4b1!4m5!3m4!1s0x94c8c14d45afc8c9:0xc1285d3905ab5ea5!8m2!3d-22.8163519!4d-47.0713191?authuser=0. Acesso em: 22 nov. 2021.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. As emissões brasileiras de gases de efeito estufa nos setores de Energia e de Processos Industriais em 2019. 2020. Disponível em: http://energiaeambiente.org.br/as-emissoes-brasileiras-de-gases-de-efeito-estufa-nos-setores-de-energia-e-de-processos-industriais-em-2019-20201201. Acesso em: 10 out. 2021.

LVME - LABORATÓRIO VIVO DE MOBILIDADE ELÉTRICA. Laboratório Vivo de Mobilidade Elétrica da UNICAMP. Destinatário: Mayara Régia Sousa de Melo. São Luís, 18 set. 2021. [Documento recebido por e-mail].

NEO SOLAR. Painel Solar Fotovoltaico. 2021. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-550w-sunova-ss-550-72-m.html?gclid=CjwKCAjwz5iMBhAEEiwAMEAwGEaJMOrSgtVRAdPkKpnzL9sjQCzZHte4uCxZLsV15NvUuK8UWaOCIxoCMX4QAvD_BwE. Acesso em: 7 nov. 2021.

PNME - PLATAFORMA NACIONAL DE MOBILIDADE ELÉTRICA. 1º Anuário Brasileiro da Mobilidade Elétrica. 2020. Disponível em: https://www.pnme.org.br/wp-content/uploads/2021/03/1o-ANUARIO-BRASILEIRO-DA-MOBILIDADE-ELETRICA-2020.pdf. Acesso em: 5 out. 2021.

VIA GREEN INSTITUTE. Inventário corporativo de emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa da Universidade Estadual de Campinas do ano 2019 e 2020. 2021. Destinatário: Mayara Régia Sousa de Melo. São Luís, 18 set. 2021. [Documento recebido por e-mail].

RADAR, E. E-BUS RADAR. [s. l.], 2020.

UNICAMP NOTÍCIAS. Ônibus elétrico começa a circular na UNICAMP. 2020. Disponível em: https://www.unicamp.br/unicamp/noticias/2020/09/15/onibus-eletrico-comeca-circular-na-unicamp. Acessado em: 5 out. 2021.

UNITRANSP - PREFEITURA UNIVERSITÁRIA. Circular em tempo real. 2021. Disponível em: https://www.prefeitura.unicamp.br/servicos/unitransp/circular-interno/circular-em-tempo-real/. Acesso em: 10 out. 2021.

MOBILIDADE ELÉTRICA E O USO EFICIENTE DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Lucas de Paula[1], Roberto Padilha Rovani[1]; Elisandra Ratke[1]; Juan Nascimento[1]; Natalia de Santi Pilonetto[2]; Evandro André Konopatzki[1]; Bruna Alves de Souza Holanda[1]; Vinicius Lima Passolongo[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná; [2]Colégio Estadual Mondrone

RESUMO

O uso da energia elétrica vem aumentando com o passar dos anos e uma das principais mudanças tem sido a penetração da mobilidade elétrica. Com a gradual entrada dos veículos elétricos o perfil da curva de carga tende a alterar carregando consigo incertezas como escassez energética ou colapsos no sistema elétrico devido à falta de infraestrutura ou de planejamento. Os veículos elétricos podem trazer um impacto abrupto e significativo na curva de carga nacional, entretanto se houver um bom planejamento esse impacto poderá ser diminuído e - até mesmo - utilizado em benefício ao operador nacional do sistema, injetando a energia excedente das baterias na rede elétrica em períodos críticos do dia. Com isso, o presente artigo estudou, por meio de simulação matemática, diferentes cenários de penetração da mobilidade elétrica no sistema elétrico brasileiro. Todos os cenários previram carregamento durante a madrugada, uso continuado no horário comercial e injeção de energia (das baterias dos veículos elétricos) iniciando às 18:00. Os resultados mostraram ser possível suavizar a curva de carga nacional com planejamento adequado, evitando aumento substancial na demanda de energia elétrica. Em cenários de maior penetração de veículos elétricos será necessário calcular, analisar e estimar cenários baseados na frota atual de veículos no Brasil. Como conclusão dessa pesquisa destaca-se que o uso eficiente de energia elétrica na mobilidade está atrelado a políticas públicas de incentivo.

Palavras-chave: Mobilidade; Energia; Elétrico; Eficiência.

ABSTRACT

The use of electric energy has been increasing over the years and one of the main changes has been the penetration of electric mobility. With the gradual entry of electric vehicles, the profile of the load curve tends to change, carrying with it uncertainties such as energy shortages or collapses in the electrical system due to lack of infrastructure or planning. Electric vehicles can have an abrupt and significant impact on the national load curve, however, if there is good planning, this impact can be reduced and - even - used for the benefit of the national system operator, injecting excess energy from batteries into the electrical grid. at critical times of the day. Thus, the present article studied, through mathematical simulation, different scenarios of penetration of electric mobility in the Brazilian electric system. All scenarios predicted charging during the night, continued use during business hours and energy injection (from electric vehicle batteries) starting at 18:00. The results showed that it is possible to smooth the national load curve with proper planning, avoiding a substantial increase in electricity demand. In scenarios of greater penetration of electric vehicles, it will be necessary to calculate, analyze and estimate scenarios based on the current fleet of vehicles in Brazil. As a conclusion of this research, it is highlighted that the efficient use of electric energy in mobility is linked to public policies of incentive.

Keywords: Mobile; Energy; Electric; Efficient;

1. INTRODUÇÃO

A energia possui um papel fundamental nas áreas de tecnologia e até mesmo dos seres vivos que dependem dela para sobreviverem. Energia tem o poder de realizar trabalho em um corpo, sistema ou máquina. Este trabalho consiste no movimento ou deslocamento de algum objeto ou massa. Com isso, dada a importância da energia para as tecnologias é crucial, analisar as melhores formas de utilizar a energia de modo eficiente, eficaz e com um bom rendimento, em relação a quantidade de energia necessária ou injetada em uma máquina versus o quanto a máquina pode render de trabalho útil.

Dessa forma, com o advento de novas tecnologias o ser humano vem encontrando novas formas de melhorar o desempenho de máquinas com a menor quantidade necessária de combustível que serve como meio de utilizar a energia para o seu proveito.

Segundo especialistas em eficiência energética, os veículos a combustão podem chegar no máximo em 30 % de rendimento, em conversão da energia química em mecânica. Já os veículos elétricos possuem um alto valor de rendimento se aproximando da totalidade de rendimento na conversão para trabalho útil, podendo chegar em até 96% de rendimento (RIBEIRO, 2021). Logo, uma das soluções para contornar a escassez de energia e crises energéticas como a do petróleo em 1973 é investir, desenvolver e aprimorar os veículos elétricos, pois possuem um alto valor de rendimento em trabalho útil.

A história dos veículos elétricos começa no ano de 1881, com a criação de um triciclo movido a baterias de ácido-chumbo, desenvolvida pelo cientista francês Gustave Trouvé. Outra invenção pioneira nesta tecnologia é datada do ano de 1884 pelo cientista inglês Thomas Parker. Decorridas várias décadas desta e demais invenções os veículos elétricos competiram de frente com a indústria automobilística de veículos a combustão interna e devido a principal barreira que são as baterias em termos de autonomia, tempo de carregamento e vida útil, acabaram cedendo espaço para os veículos movidos a combustão.

Por outro lado, transcorridos muitos anos de pesquisa, investimentos, desenvolvimentos e novos conhecimentos, as baterias gradativamente evoluíram e vêm se desenvolvendo a cada geração. Atualmente, a exemplo dos supercarregadores da Tesla Motors é possível recarregar a bateria de um EV em até 15 minutos, injetando uma potência de até 250 kW, convertendo em autonomia 321 km em um sedã médio Tesla Model S (TESLA, 2022).

A indústria automobilística vem se alterando nos últimos anos, com a inserção cada vez maior dos veículos elétricos. Devido, aos efeitos dos carros a combustão, como poluição, baixo rendimento, uso fontes derivados do petróleo

e mudanças políticas em diversos países, como a emissão de zero CO2 na atmosfera. Assim, os veículos elétricos vêm se destacando e aumentando sua competividade no Brasil e no mundo.

Embora, muitos países vêm incentivando o uso de veículos elétricos e melhorando suas infraestruturas para entrada dos veículos elétricos, no Brasil esses incentivos, ainda não estão solidamente definidos. Nos últimos anos, alguns investimentos da indústria automobilística vêm se somando a novas políticas de incentivo aos veículos elétricos, como a isenção de IPVA para os veículos elétricos, no estado de São Paulo (CNN, 2022). Esses incentivos no futuro podem ser determinantes para a entrada e a consolidação dos EVs no ambiente urbano brasileiro.

O armazenamento de energia vem sendo utilizado em outros países, como Estados Unidos e Inglaterra, como uma forma de melhorar a flexibilização no sistema elétrico de potência. Como um exemplo, a indústria de veículos elétricos Tesla Motors, já está com seu projeto de baterias concluído, possuindo uma capacidade de 35 GWh em sua Gigafactory, localizada no estado de Nevada, nos EUA (FGV, 2017).

Conforme, muitos analistas do setor elétrico afirmam, o armazenamento de energia em baterias pode ser uma ótima solução para reduzir os problemas de geração em sistemas de energia renovável, já que alguns sistemas de geração não são de características intermitente, como a energia solar. Além disso, o sistema de potência periodicamente sofre aumentos repentinos de carga, dificultando o suprimento de energia em determinadas horas do dia.

Com isso, o armazenamento de energia pode suavizar a curva de carga em horários críticos do dia ou períodos do ano, injetando potência na rede. Visando, solucionar esta problemática, injetar a energia das baterias dos EVs seria uma boa forma de suavizar a curva de carga. Desse modo, serão realizadas algumas simulações com alguns cenários, em diferentes parcelas de frotas de automóveis.

Em primeira simulação será realizada com 0,1% da frota, posteriormente com 0,2% da frota e por último com 0,3% da frota total de veículos que atualmente compõem, o total de veículos, no Brasil. Conforme dados do IBGE o Brasil possui cerca de 58.016.405 automóveis, 2.879.080 caminhões, 23.862.010 motocicletas, 660.394 ônibus e 1.125.451 veículos utilitários.

Na presente simulação será utilizado apenas os automóveis, pois possuem características que melhor se adaptam a utilizar esta técnica, como uso em horários comerciais, melhor acesso a carregadores de baterias e mais facilidade para injetar potência na rede elétrica.

2. METODOLOGIA

A curva de carga é fundamental para estudar novos planejamentos que devem ser feitos para atender o consumo de energia atual e futuro. Com ela é possível analisar o perfil de demanda diária, obtendo valores de consumo em diferentes períodos do dia. Esse conhecimento fornece suporte para as concessionárias se planejarem para ter maior eficiência energética no sistema, garantir o fornecimento de energia, estabelecer maior confiabilidade aos consumidores e até mesmo redução de custos, conforme a lei de oferta e demanda do serviço. A partir da curva de carga é possível traçar simulações e obter previsões para a comercialização de energia, diminuindo as possibilidades de escassez energética (Maxwell, 2018).

Com o objetivo de suavizar a curva de carga foi feito um estudo de simulação, em três diferentes cenários com a injeção de energia das baterias dos veículos na rede elétrica. Para atual simulação foi estudada a curva de carga real, obtida pelo operador nacional do sistema elétrico (ONS, 2022). A figura 01, mostra os valores de consumo em MW, em diferentes períodos do dia.

Figura 1 – Curva de carga nacional (em MW)
Fonte: ONS, 2022.

Ao analisar o gráfico, percebe-se que no período das 00:00 às 06:00 horas a curva de carga é pequena em comparação aos demais períodos do dia. Já entre 18:00 às 00:00 horas há um aumento gradual na curva.

O objetivo de simular os diferentes cenários é que com o carregamento e injeção de energia das baterias dos veículos na rede a curva de carga seja linearizada, isto é, reintegre a curva de carga em uma reta. Isto, faria com que a geração, transmissão, distribuição, operação, reserva e custo da energia elétrica fossem otimizados, pois não haveriam grandes e abruptas oscilações na curva de carga.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram obtidas as curvas de carga com três diferentes percentuais da frota total de veículos (0,1%, 0,2% e 0,3%). O gráfico da figura 02, mostra os valores da curva de carga simulada, sendo que das 00:00 às 06:00 os veículos estariam carregando suas baterias e das 18:00 às 24:00 os veículos estariam injetando o excedente de energia na rede, com o objetivo de linearizar a curva de carga. A unidade de medida utilizada foi em MegaWatt (MW).

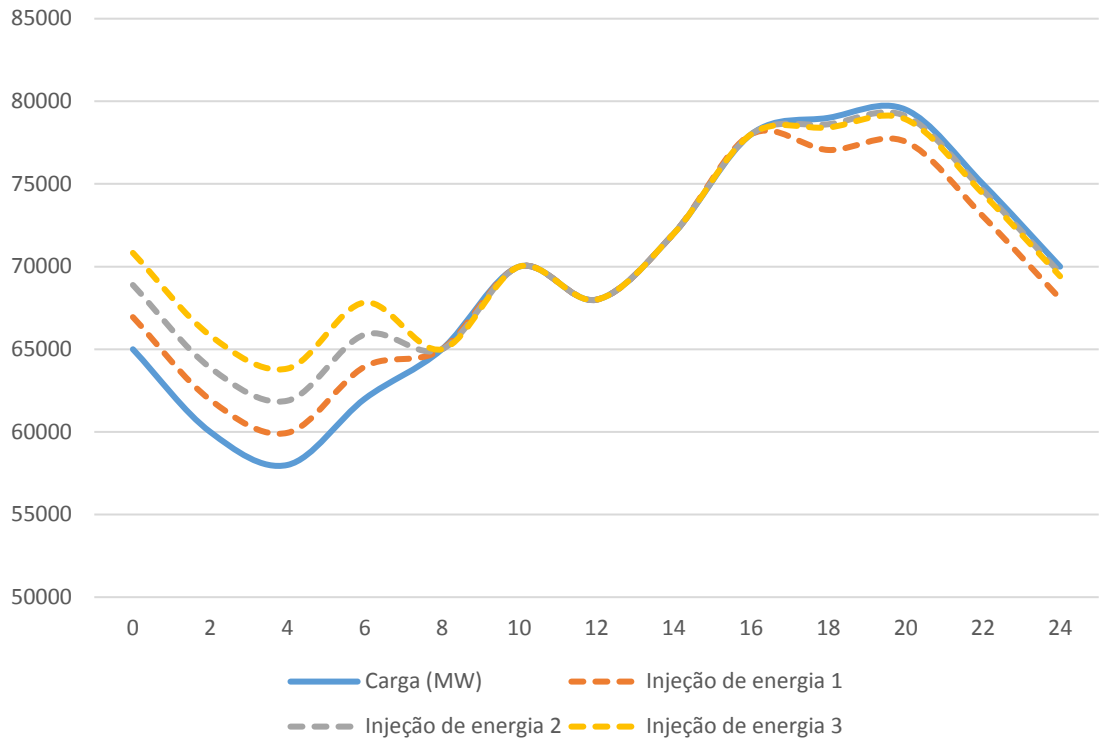


Figura 2 – Simulação de carregamento e injeção de energia excedente na curva de carga nacional.

O carregamento dos veículos durante a madrugada mostrou não aumentar a demanda máxima da curva de carga, sendo promovida por uma política de incentivo público.

Considerando uso durante o dia e que apenas uma residual poderia ser injetada no final do dia, a linearização da curva de carga a partir das 18:00 foi discreta, ainda assim apresentou uma melhora nas oscilações desse período crítico do dia.

Também se verificou que esta técnica pode ser melhor utilizada através de políticas de incentivo para injetar energia das baterias na rede, fato que melhora ainda mais a penetração da mobilidade elétrica. Outra mudança significativa é o gradual aumento de veículos elétricos podendo ampliar a eficiência no uso de carregamento e descarregamento energético, beneficiando o setor de operação do sistema.

4. CONCLUSÕES

Essa pesquisa buscou analisar a penetração da mobilidade elétrica no Brasil e os efeitos do uso eficiente da energia. Foram simulados apenas os automóveis de passeio, sob a premissa de serem usados para deslocamentos curtos.

A penetração dos veículos elétricos deve ser acompanhada da adequada expansão das fontes de energia, portanto é de extrema importância planejar atualmente a futura entrada dos veículos elétricos.

Simular diferentes cenários com a entrada desses novos veículos pode ser um bom parâmetro para estimar a nova configuração na curva de carga. E atualmente, pensar em soluções estratégicas no uso eficiente da energia elétrica com novas políticas de incentivo ao uso mais inteligente de carrega e injeção de energia na rede pode contribuir para um futuro com melhor eficiência energética e uso mais racional da energia, na qual é essencial nos tempos atuais e será cada vez mais importante no futuro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHAPMAN, Stephen J. Fundamentos de máquinas elétricas. 5ª. ed. Porto Alegre, RS: [*s. n.*], 2013. 684 p. v. Unico.

FREIRE, Felipe. O que são os sistemas de armazenamento de energia? In: O que são os sistemas de armazenamento de energia? Belo Horizonte, MG, 23 mar. 2019. Disponível em: https://sharenergy.com.br/o-que-e-sistema-de-armazenamento-de-energia/. Acesso em: 14 mar. 2022.

SANTOS, Abel SISTEMAS de armazenamento de energia: o que são e para que servem? São Paulo, SP, 31 out. 2021. Disponível em: https://loja.br.abb.com/blog/post/sistemas-de-armazenamento-de-energia. Acesso em: 17 mar. 2022.

MODELAGEM DE USINAS EÓLICAS E SOLARES PARA ESTUDOS ELÉTRICOS E ENERGÉTICOS

Josina Ximenes[1]; Paula Pereira[1]; Anderson Moraes[1]; Flavio Rosa[1]

[1]*Empresa de Pesquisa Energética*

RESUMO

A variabilidade climática pode causar riscos significativos em diversos setores da economia. No setor elétrico, essa influência é bastante evidente nas hidroelétricas. Com o aumento da participação de outras fontes renováveis, como eólica e solar, a geração de eletricidade se torna ainda mais dependente do clima. Buscando antecipar possíveis dificuldades e mensurar os riscos associados, são feitos estudos de planejamento considerando a variabilidade destes recursos no tempo e no espaço. Para diminuir as incertezas destes estudos, é importante contar com séries históricas confiáveis considerando período e qualidade adequados. Pela ausência de uma base de dados climatológicos de referência para a simulação do parque gerador solar e eólico brasileiro, diversos estudos vêm sendo realizados por órgãos públicos e privados utilizando fontes de dados distintas para simulação da geração. Este cenário prejudica a reprodutibilidade e intercomparação dos resultados e torna-se um obstáculo para o avanço das pesquisas na área. Neste contexto, buscando contribuir neste tema, o artigo apresenta a metodologia e as premissas para obtenção de dados de geração representativos das usinas eólicas (onshore e offshore) e fotovoltaicas centralizadas para os estudos de planejamento realizados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética). No artigo, serão descritas todas as bases de dados utilizadas e, em seguida, são mostradas as metodologias usadas para estimativa de geração de energia a partir destas bases de dados. Por fim, o artigo mostra, na prática, como estes dados são empregados nos principais modelos utilizados para estudos energéticos (NEWAVE, MDI e Balanço de Potência) e elétricos (ANAREDE) da EPE.

Palavras-chave: usinas eólicas, usinas fotovoltaicas, modelagem, estudos energéticos.

ABSTRACT

Climate variability can cause significant risks in many sectors of the economy. In the electricity sector, this influence is quite evident in hydroelectric plants. With the increasing share of other renewable sources, such as wind and solar, electricity generation becomes even more climate dependent. To anticipate possible difficulties and measure the associated risks, planning studies are carried out considering the variability of these resources in time and space. To reduce the uncertainties of these studies, it is important to have reliable historical series considering adequate period and quality. Due to the absence of a reference climatological database for the simulation of the Brazilian solar and wind generating park, several studies have been carried out by public and private agencies using different data sources to simulate generation. This scenario impairs the reproducibility and intercomparison of results and becomes an obstacle to the advancement of research in the area. In this context, seeking to contribute to this theme, the article presents the methodology and assumptions for obtaining representative generation data from wind (onshore and offshore) and centralized photovoltaic plants for planning studies carried out by EPE (Empresa de Pesquisa Energética). In the article, all the databases used will be described and, then, the methodologies used to estimate energy generation from these databases are shown. Finally, the article shows, in practice, how these data are used in the main models used for energy (NEWAVE, MDI and Power Balance) and electrical (ANAREDE) studies of the EPE.

Keywords: wind farms, photovoltaic plants, modeling, energy studies.

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira, que no passado era constituída basicamente de geração hidrelétrica e termoelétrica, vem contanto com uma participação cada vez maior de fontes renováveis de geração não controlável. As fontes eólica

e solar já representam cerca de 15 % da capacidade instalada na matriz e estudos indicam que essa participação deve chegar a quase 30% em 10 anos.

A geração atual ou futura das usinas que usam energia a partir destas fontes, juntamente com outras que participam da matriz elétrica do país, deve ser representada nos estudos de planejamento elétrico e energético. Por ser uma geração variável e não controlável, é importante estabelecer uma metodologia aderente às suas contribuições energéticas de acordo com o comportamento nos locais onde os empreendimentos vêm sendo instalados no país.

Nos estudos do planejamento da geração realizados pela EPE, a representação dessas fontes é feita avaliando sua expectativa de geração mensal e horária. Neste artigo serão apresentadas a metodologia e as premissas para obtenção de dados de geração representativos das usinas futuras eólicas (*onshore* e *offshore*) e fotovoltaicas (centralizadas e flutuantes) utilizados nos estudos de planejamento da geração e transmissão realizados pela EPE. Serão descritas todas as bases de dados utilizadas nos estudos e as metodologias usadas para estimativa de geração de energia a partir destas bases de dados.

2. BASE DE DADOS

O Brasil tem um grande potencial eólico e solar, mas esse potencial não é uniforme em todo o país. No caso da fonte eólica, as regiões com mais recursos são o Nordeste e o Sul. Já no caso da fonte solar, o recurso é mais homogêneo, embora um pouco superior na região Nordeste e na porção mais central do país. Mesmo com a quantidade de usinas já instaladas nestes locais, ainda existe um enorme potencial nestas regiões. Isto permite que o conhecimento já adquirido sobre o comportamento dos recursos possa ser usado para estimativas futuras.

As bases de dados utilizadas nos estudos de planejamento apresentam dados representativos dos recursos eólico e solar dos diferentes locais estudados e das características técnicas de usinas que se inscrevem para participação nos leilões de energia.

2.1 AMA

A base de dados do Sistema AMA (Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas) possui informações de pressão, temperatura, umidade relativa, velocidade e direção do vento registradas a cada 10 minutos a partir de mais de 600 torres anemométricas instaladas nos locais de parques vencedores de leilões de energia do ambiente regulado (figura 1). A base foi concebida a partir da identificação da carência de informações sobre as características energéticas da fonte eólica, necessárias para o planejamento da expansão do sistema elétrico nacional. Com a anuência do MME (Ministério de Minas e Energia), os editais dos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) possuem uma cláusula de obrigatoriedade de envio de medições anemométricas e climatológicas no local dos parques vencedores do leilão durante todo o período de vigência do contrato. Estes dados são registrados a cada 10 minutos e enviados quinzenalmente à EPE com o objetivo de reunir informações com a frequência, a quantidade e a qualidade necessárias para fundamentar estudos elétricos e energéticos.

Desde 2012, a EPE vem utilizando esta base para melhoria de seus estudos, como pode ser consultado em: https://www.epe.gov.br/pt/acesso-restrito/sistema-ama. Para os estudos de que trata esse artigo foram utilizados dados de velocidade do vento pressão, temperatura e umidade relativa provenientes apenas de estações com medições entre 01/01/2017 e 31/12/2019, o que diminuiu a amostra para 462 torres anemométricas, conforme mostrado na Tabela 1.

É importante ressaltar que a base AMA não possui dados de parques contratados via PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) ou Mercado Livre. Mesmo assim, devido à quantidade de locais, esta amostra utilizada é representativa dos dados reais de toda a geração eólica do país.

Tabela 1 – Desagregação das Estações por Estado

Estado	Estações	Potência (MW)	Participação
MA	8	221	2%
PI	52	1.412	12%
CE	60	1.420	12%
RN	106	2.926	26%
PB	3	95	1%
PE	29	757	7%
SE	1	35	0%
BA	126	2.960	26%
RS	77	1.630	14%
TOTAL	**462**	**11.454**	**100%**

2.2 AEGE

A base de dados do Sistema AEGE (Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia) foi utilizada para se obter o Fator de Capacidade (FC) das usinas eólicas e fotovoltaicas que foram habilitadas nos leilões, o modelo de aerogerador em cada parque eólico, o fator de dimensionamento, o tipo de estrutura e as perdas típicas para usinas fotovoltaicas. Este banco é o principal banco de informações de projetos de geração da EPE e possui as informações de projeto de todos os empreendimentos que participam dos leilões de energia do ACR, considerando aspectos elétricos, ambientais, energéticos e econômicos. Vários documentos divulgados pela EPE possuem o AEGE como base de dados primária.

2.3 Brasil - SR

Para obter os dados de irradiação global horizontal, foi utilizada a base BRASIL-SR. A base de dados do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR foi fornecida pelo LABREN – INPE e contém dados horários de irradiação global horizontal no período entre 2006 e 2017, considerando 42 localidades (Figura 2), selecionadas com base nas informações das usinas contratadas nos leilões

entre 2014 a 2019 e estudos prospectivos. Em alguns casos, localidades próximas foram agregadas em um único município para fins de simplificação. Esta base de dados é a mesma que é apresentada no Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição, e os detalhes da modelagem para obtenção dos mesmos podem ser consultados em Pereira et al. (2017).

2.4 MERRA 2

A base de dados MERRA 2 (Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications) foi utilizada para dados de longo prazo de velocidade do vento e dados de temperatura. Ela é uma base pública disponibilizada pela NASA e muito usada no setor eólico [3]. O MERRA-2 possui uma grade com 576 pontos na direção longitudinal e 361 pontos na latitudinal, correspondendo a uma resolução de 0,625° × 0,5°, cobrindo todo o planeta. Cada ponto contém dados climáticos em base horária desde 1981. Neste estudo, foram usados apenas os dados anemométricos correspondentes às Regiões Nordeste e Sul, como mostrado na Figura 3. Já para temperatura, também foram usados dados da Região Sudeste.

2.5 ERA 5

A base de dados ERA 5 é uma base pública disponibilizada pelo ECMWF que possui resolução horizontal global de 31 km. Os dados possuem frequência horária, velocidade do vento a 100 metros e período a partir de 1979. De acordo com o site do ECMWF, em breve, as séries serão disponibilizadas a partir de 1950. Nos estudos da EPE ela foi utilizada para modelagem do recurso eólico *offshore*.

3. METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE ENERGIA

As estimativas de geração de energia foram feitas a partir dos dados dos recursos energéticos, conforme descrito a seguir.

3.1 Solar Fotovoltaica Centralizada

Os dados horários de irradiação global horizontal (BRASIL-SR) e de temperatura (MERRA 2) foram tratados e foi calculada irradiação difusa. Em seguida os dados foram separados em arquivos anuais para cada localidade e simulados por meio do software System Advisor Model (SAM), versão 2020.11.29, desenvolvido pelo NREL (NREL, 2020). Para a simulação foi especificada uma usina padrão, baseada nas práticas de dimensionamento e na tecnologia atual (Tabela 2).

Tabela 2 – Equipamentos e arranjos considerados na usina padrão

Módulos	
Tipo de célula:	Silício monocristalino bifacial
Potência nominal máxima:	375 W
Bifacialidade:	0,85
Inversores	
Potência CA:	3.109 kW
Arranjo	
Módulos em série:	24
Séries em paralelo:	444
Potência CC total	3.997 kW
Fator de dimensionamento	0,78
Estrutura	Rastreamento 1 eixo

Alguns fatores de perda foram definidos manualmente a partir de valores típicos encontrados em projetos atuais, de forma que os fatores de capacidade anuais e mensais resultantes das simulações fossem similares aos encontrados na base de dados do AEGE. Outros fatores, como perda por temperatura do módulo, ângulo de incidência e eficiência do inversor e o ganho por bifacialidade, foram calculados pelo software a partir da simulação de produção horária. O resultado foram séries horárias de 12 anos para cada localidade. Como, a depender do estudo que esteja sendo realizado, cada localidade tem pesos

diferentes, os resultados foram normalizados para posterior agregação dos subsistemas de acordo com os pesos estabelecidos em cada estudo. Assim, as séries horárias simuladas para este conjunto de localidades possuem flexibilidade para a realização de diversos estudos, bastando adaptar às potências instaladas por local à finalidade desejada.

3.2 Solar Fotovoltaica Flutuante

As usinas fotovoltaicas flutuantes foram simuladas de maneira similar às centralizadas, com as seguintes diferenças principais: (i) uso de estruturas fixas, com os módulos virados para o Norte a 10 graus de inclinação; (ii) módulos monofaciais; e (iii) perda por temperatura reduzida devido ao efeito de resfriamento evaporativo.

Foram consideradas quatro localidades para representar projetos existentes de usinas flutuantes: Balbina (dados de Presidente Figueiredo - AM), Itumbiara (GO), Sobradinho (dados de Juazeiro - BA) e Porto Primavera (Rosana - SP). As coordenadas geográficas consideradas são mostradas abaixo

Tabela 3 - Localização das usinas fotovoltaicas flutuantes.

Município	UF	Latitude (º)	Longitude (º)
Itumbiara	GO	-18,30	-49,30
Juazeiro	BA	-9,53	-40,49
Presidente Figueiredo	AM	-2,00	-59,10
Rosana	SP	-22,58	-53,00

3.3 Eólica *Onshore*

Os dados de geração eólica *onshore*, foram obtidos a partir da simulação dos dados de velocidade do vento a cada 10 minutos e demais parâmetros climáticos da base do AMA, entre os anos de 207 e 209, juntamente com as curvas de potência dos aerogeradores simulados, oriundos da base de dados de projetos do AEGE, considerando apenas os modelos que deverão ser instalados nos próximos anos, de acordo com as tendências de mercado (Tabela 4).

Ressalta-se que existem inúmeros outros modelos no mercado e estão listados apenas os que foram usados. O resultado é a geração estimada a cada 10 minutos para um aerogerador, posicionado no local das medições. Admite-se que esta geração calculada pode ser escalonada pelo número de máquinas instaladas no parque e é representativa da geração de todo o parque eólico.

Tabela 4- Aerogeradores considerados na análise.

Fabricante	Modelo	Diâmetro de rotor (m)	Potência (MW)
GE	GE158	158	5,5
Siemens Gamesa	SG145	145	4,8
Siemens Gamesa	SG170	170	6,2
Vestas	V126	126	3,3
Vestas	V150	150	4,2
WEG	AGW147	147	4,0

Os valores de energia de cada parque a cada 10 minutos foram consolidados por hora e subsistema de interesse: Norte, Nordeste e Sul. O período de 3 anos é muito pequeno para uma tomada de decisão segura, podendo a geração neste período ter sido muito superior ou inferior à média. Por isto, é necessário obter uma série de longo prazo que represente com precisão as usinas eólicas futuras de modo a realizar uma análise prospectiva com segurança. Desde modo, as séries horárias foram extrapoladas para um maior período utilizando a base de dados do MERRA 2, de acordo com o procedimento descrito a seguir. A partir dos pontos onde os parques estão localizados foi criado um modelo baseado em regressão multilinear que utiliza as velocidades de vento do MERRA 2 como variáveis explicativas da geração dos 3 subsistemas. Os modelos seguem um formato de “$Y = \beta0 + \beta1X1 + \beta2X2 + ... + \beta nXn + \varepsilon$”, sendo Y a geração, X1..n os dados de velocidade do vento de cada ponto do MERRA-2 utilizado, β0..n os coeficientes que validam a relação entre vento e geração e ε o erro ($\mu=0$, $\sigma2$).

O fluxograma mostrado abaixo resume a metodologia utilizada para estimativa das séries horárias entre 1981 e 2019. É importante ressaltar que esta

metodologia ainda possui muitos pontos de melhoria, que serão listados no item sobre estudos futuros.

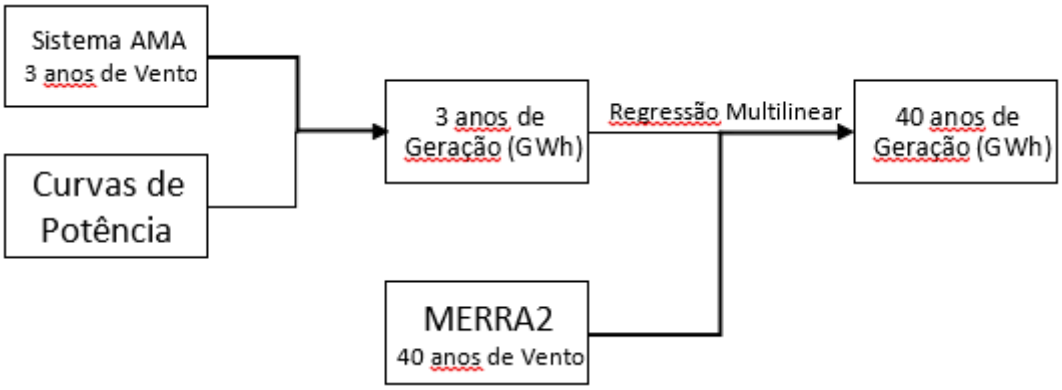


Figura 1 - Eólica *onshore* – Fluxograma

3.4 Eólica *Offshore*

A produção de energia *offshore* foi estimada a partir dos dados de velocidade de vento da base ERA5, que contém dados a 100 metros de altura, e da curva de potência de uma turbina comercial de 12 MW de potência nominal, representativa dos parques eólicos que estão sendo construídos atualmente no mundo. Em um estudo anterior, foi usada uma turbina de 10 MW. As curvas de potência das duas turbinas estão apresentadas na Figura 8. A metodologia utilizada foi a mesma adotada na estimativa de potencial apresentada no *Roadmap* Eólica *Offshore* Brasil (EPE, 2020).

A partir disto, a premissa usada foi que os locais com os melhores potenciais em cada região seriam explorados primeiro. Assim, foram utilizados nos estudos os pontos listados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados utilizados nos estudos

Região	Longitude (º)	Latitude (º)	Média de velocidade (m/s)	Fator de Capacidade	
				10 MW	12 MW
N	-42	-2,5	8,52	51%	54%
NE	-36	-4,5	9,46	64%	67%
SE	-41	-22,5	8,02	46%	48%
S	-50,75	-31,5	8,46	49%	51%

4. RESULTADOS E APLICAÇÕES EM MODELOS

A partir dos procedimentos e dados mostrados anteriormente, podem ser estimadas séries energéticas (em MWh) horárias que representam os parques eólicos e solares instalados. Como a capacidade instalada futura é desconhecida, todas as estimativas de energia calculadas neste estudo são em PU (Por Unidade), permitindo que possam ser utilizadas, independentemente da quantidade futura de empreendimentos. Além desta normalização dos dados, é importante fazer uma agregação dos parques em grupos com características semelhantes. Isso é necessário pois, como o número de parques eólicos e solares é muito grande, o custo computacional de análises individualizadas é muito alto.

Nos estudos energéticos feitos pela EPE, principalmente o Plano Decenal de Energia Expansão de Energia (PDE), são utilizados 3 modelos principais (NEWAVE, MDI e Balanço de Potência) em que são avaliadas as condições do sistema elétrico em relação aos critérios de suprimento de energia e de potência (EPE, 2020). Estes modelos possuem várias entradas de dados relativas a todas as fontes energéticas que são utilizadas no país. Neste item, serão abordadas apenas as entradas de dados relativas à contribuição energética das fontes eólica e solar fotovoltaica.

Para os modelos NEWAVE e MDI, devem ser fornecidos dados de expectativa de geração mensal (fator de capacidade) desagregados por

patamares de carga (leve, médio, pesado e ponta). Já para o modelo de Balanço de Ponta, são necessárias séries de geração horárias de longo prazo.

O Quadro 1 resume quais são os insumos necessários para utilização dos modelos energéticos usados no PDE.

Neste item serão descritos os procedimentos utilizados para avaliar os fatores de capacidade mensais a partir de dados do Sistema AEGE. É importante ressaltar que, nos estudos do PDE, existe uma diferenciação entre a representação das usinas existentes e das usinas futuras. Neste item, serão abordadas apenas questões relacionadas às usinas futuras.

Quadro 1- PDE – Entrada de dados

Dados	NEWAVE / MDI	Balanço de Potência
Solar Fotovoltaica	- Fator de capacidade mensal (Sistema AEGE) - Desagregação em patamares a partir dos dados de geração horária	Geração horária
Eólica *onshore*	- Fator de capacidade mensal (Sistema AEGE) - Desagregação em patamares a partir dos dados de geração horária	Geração horária
Eólica *offshore*	- Fator de capacidade mensal e desagregação em patamares a partir dos dados do ERA 5	Geração horária

5. CONCLUSÕES

Nos estudos da EPE, frequentemente é necessário estimar a contribuição energética das fontes não controláveis (eólica e solar fotovoltaica), tanto em estudos elétricos e energéticos realizados anualmente, como o PDE, quanto em estudos especiais relacionados à parques híbridos, modernização do setor elétrico ou outras análises de questões comerciais, regulatórias, etc. Para isso, o uso de séries representativas do comportamento das fontes no longo prazo é essencial para avaliar não só efeitos de contribuição média de cada fonte

de geração, mas sua variabilidade anual, mensal e horária. Nesse sentido, é importante que sejam publicados tanto a metodologia utilizada pela EPE, quanto as séries, que estão disponibilizadas no maior detalhamento possível.

É importante ressaltar que a mesma base de dados primária é utilizada para os estudos energéticos e elétricos, garantindo que, mesmo sendo executados de forma independente, estejam com premissas coerentes.

As considerações aqui apresentadas são dependentes da tecnologia utilizada nas fontes de geração, dos dados de vento e irradiação disponíveis e das localidades nas quais as fontes se desenvolvem. Assim, esses estudos podem e devem ser revisitados periodicamente, incluindo novas localidades, atualizando a tecnologia utilizada, as localizações dos projetos, ou utilizando dados primários de melhor resolução.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Eletrobras, 2019. Plano Anual do PROINFA - PAP2020.

[2] Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. L.; Rüther, R.; Abreu, S. L.; Tiepolo, G. M.; Pereira, S. V.; Souza, J. G. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.

[3] Bastazini, Maria Eduarda Santos. Comparação entre Diferentes Reanálises como Base de Dados para Estimativa da Produção Eólio-Elétrica. TCC UFF 2018.

[4] NREL, 2020. System Advisor Model (SAM), Version 2020.2.29.

[5] EPE, 2020. Roadmap Eólica Offshore Brasil.

[6] Santos, Alexandre. Bases de dados de vento para Eólicas Offshore: Quais e como utilizá-las ? Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis – ISI-ER. 2020

[7] EPE, 2020. Plano Decenal de Energia Expansão de Energia.

[8] EPE, 2020. Projetos Fotovoltaicos nos Leilões De Energia: Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019.

[9] EPE, 2020. Solar Fotovoltaica Flutuante: Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento.

[10] EPE,2020. Projetos Eólicos nos Leilões de Energia: Evolução dos Projetos Cadastrados e Suas Características Técnicas.

[11] EPE, 2020. Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste.

[12] EPE, 2013. Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico.

MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DE UM MEDIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A METODOLOGIA IEEE STD 1459-2010

Rildo Afonso de Almeida[1]; José Rubens Macedo Junior[1]

[1]*Universidade Federal de Uberlândia*

RESUMO

Com o aumento do número de cargas não lineares conectadas ao sistema elétrico de potência, tem causado enorme quantidades de distorções harmônicas, que traz efeitos indesejáveis que podem comprometer o funcionamento de componentes relacionados com a proteção dos sistemas e medidores usados na tarifação, visto que, para sinais distorcidos, o cálculo de potência tradicional é inadequado. Nesse contexto, esse trabalho apresenta uma modelagem de um algoritmo desenvolvido no Matlab® que além de realizar cálculos do sistema tradicional, realiza os cálculos baseados na Norma IEEE Std. 1459-2010 (IEEE,2010). Com isso, foi possível comparar as duas teorias a partir das variáveis obtidas através do circuito de um Dimmer Trifásico. Os resultados evidenciaram que há uma diferença bastante considerável relacionadas à comparação das variáveis Potência Aparente e Fator de Potência. Essa situação poderá impactar nas distribuidoras com perdas e aos consumidores por cobranças indevidas por excesso de energia reativa. O próximo passo é desenvolver um medidor de energia de baixo custo que possa atender a Norma IEEE 1459-2010 (IEEE, 2010).

Palavras-chave: IEEE Std 1459-2010; Distorções Harmônicas; Potência Aparente; Não Lineares; Medidor de Energia.

ABSTRACT

With the increase in the number of non-linear loads connected to the electrical power system, it has caused enormous amounts of harmonic distortions, which bring undesirable effects that can compromise the functioning of components

related to the protection of systems and meters used in charging, since that, for distorted signals, the traditional power calculation is inadequate. In this context, this work presents a modeling of an algorithm developed in Matlab® that, in addition to performing calculations of the traditional system, performs calculations based on the IEEE Std 1459-2010 Standard (IEEE,2010). Thus, it was possible to compare the two theories based on the variables obtained through a three-phase Dimmer circuit. The results showed that there is a very considerable difference related to the comparison of the Apparent Power and Power Factor variables. This situation may impact distributors with losses and consumers due to undue charges for excess reactive energy. The next step is to develop a low-cost energy meter that can meet the IEEE Standard 1459-2010 (IEEE, 2010).
Keywords: IEEE Std 1459-2010; Harmonic Distortions; Apparent Power; Nonlinear; Energy Meter.

1. INTRODUÇÃO

O uso de novos tipos de tecnologias aplicadas aos equipamentos eletroeletrônicos com a finalidade de torná-los mais competitivos, seja para uso na indústria, comércio ou mesmo doméstico, tem apresentado um aumento significativo nas últimas décadas. Essas tecnologias estão sendo aplicadas em vários seguimentos, tais como, iluminação, condicionamento de térmico, informação e força motriz. Dentre as vantagens apresentadas temos, diminuição dos custos, diminuição de tamanho, peso e aumento na eficiência. Tais inovações, tem propiciado características relacionadas principalmente aos circuitos de alimentação destes equipamentos, aos quais tem apresentado comportamento característico de cargas não lineares. Nos Sistemas elétricos de potência essas tensões e correntes não senoidais causam efeitos indesejáveis que podem comprometer o funcionamento de componentes como os relacionados com proteção e até mesmo os usados na tarifação. Quando excitado por sinais de tensão e corrente não senoidais, os medidores eletromecânicos de energia ativa e de energia reativa podem somar erros significativos ao resultado final.

Até mesmo os medidores mais modernos, que apresentam tecnologias digitais, não estão isentos em apresentarem resultados discrepantes, devido ao fato de não apresentar em seus algoritmos novos modelamentos matemáticos baseados em estudos realizados nos últimos anos. A Norma IEEE 1459-2010 (IEEE, 2010) propicia uma abordagem a ser aplicada a sistemas de potência monofásicos e trifásicos em regime não senoidal e com desequilíbrio de cargas, mostrando uma proposta com relação aos conceitos de potência, baseado em modelagem matemática mais adequadas que as utilizadas em grande parte dos medidores e registradores instalados atualmente nos sistemas elétricos.

Essa Norma poderá representar um grande avanço na avaliação de um sistema elétrico de potência no que tange às variáveis obtidas.

Assim, este trabalho tem como objetivo apresentar o desenvolvimento de um algoritmo que sirva para o estudo desses novos conceitos elencados pela norma e que seja aplicável a medidores e registradores digitais e posteriormente, o desenvolvimento de um medidor de energia de baixo custo, capaz de atender a abordagem conceitual e o modelamento matemático proposto na Norma IEEE 1459-2010 (IEEE, 2010).

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A energia elétrica é gerada com tensão e correntes senoidais quase puras e os usuários finais, que compram essa energia elétrica, esperam um produto de alta qualidade, com formas de onda de tensão muito próximas de uma onda puramente senoidal. As potências harmônicas (P_h) são frequentemente consideradas uma espécie de lixo (na verdade perdas), um subproduto do processo de conversão da energia elétrica.

Adicionalmente, um sistema de distribuição não pode funcionar sem energia reativa. Essa energia é útil e fundamental para a magnetização em transformadores e motores de corrente alternada. Essa energia é suportada pelo reativo fundamental. O perfil de tensão ao longo de um alimentador de distribuição está vinculado à potência fundamental reativa, e a perda de potência nesse alimentador também depende da quantidade de potência reativa fluindo

através do mesmo (Emanuel, 2010). Dessa forma, faz sentido separar P_1 e Q_1 das demais potências (Emanuel, 1995). Isso pode ser facilmente obtido partindo-se da separação das correntes e tensões *rms* de acordo com o agrupamento convencional usado em (1) e (2), onde:

A corrente é separada em suas componentes fundamental e harmônica:

$$i = i_1 + i_H \quad \text{onde} \quad i_1 = \hat{\mathrm{I}}_1 \sin(\omega t - \theta_1)$$

e

$$i_H = \sum_{h \neq 1} \hat{\mathrm{I}}_h \sin(h\omega t + \alpha_h) \qquad (1)$$

A tensão da carga não linear pode ser representada por duas componentes de tensão, a saber:

$$v = v_1 - v i_H \quad \text{onde} \quad v_1 = \hat{V}_1 \sin(\omega t)$$

e

$$v_H = \sum_{h \neq 1} \hat{V}_h \sin(h\omega t + \alpha_h + \theta_h) \qquad (2)$$

Portanto,

$$V^2 = V_1^2 + V_H^2 \quad ; \quad V_H^2 = \textstyle\sum_{h \neq 1} V_h^2 \qquad (3)$$

$$I^2 = I_1^2 + I_H^2 \quad ; \quad I_H^2 = \textstyle\sum_{h \neq 1} I_h^2 \qquad (4)$$

De (3) e (4) o resultado é que a potência aparente ao quadrado, tem quatro termos (Emanuel, 1995)

$$S^2 = V^2 \times I^2 = (V_1^2 + V_H^2) \times (I_1^2 + I_H^2)$$
$$S^2 = (V_1 I_1)^2 + (V_1 I_H)^2 + (V_H I_1)^2 + (V_H I_H)^2 \qquad (5)$$

$$S^2 = S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_H^2$$

O primeiro termo é a potência aparente fundamental,

$$S_1 = (V_1 I_1) = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2}\ (\text{VA}) \qquad (6)$$

Os três termos restantes representam a potência aparente não fundamental,

$$S_N = \sqrt{D_I^2 + D_V^2 + S_H^2} \qquad (\text{VA}) \qquad (7)$$

Onde,

$$D_I = V_1 I_H = V_1 \sqrt{\sum_{h \neq 1} I_h^2} \qquad (\text{Var}) \qquad (8)$$

D_I é a distorção de corrente da potência. Esta potência, não ativa, fornece informações úteis sobre a quantidade de VA ligada à distorção de corrente e geralmente é o termo dominante de S_N, (7).

$$D_V = V_H I_1 = I_1 \sqrt{\sum_{h \neq 1} V_h^2} \qquad (\text{Var}) \qquad (9)$$

D_V é a distorção de tensão da potência, e é proporcional a componente fundamental da corrente, I_1 e a tensão harmônica total V_H. Isso mostra a quantidade de volt-amperes reativos associada à distorção da tensão.
O último termo é a potência aparente harmônica.

$$S_H = V_H I_H = \sqrt{\sum_{h \neq 1} V_h^2 \sum_{h \neq 1} I_h^2} \qquad (\text{VA}) \qquad (10)$$

Sendo significativamente menor do que os outros componentes, S_H faz a menor contribuição para S_N. S_H contém a potência harmônica ativa P_H.

S_H é a potência de distorção harmônica.

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + D_H^2} \qquad (11)$$

Onde,

$$P_H = \sum_{h \neq 1} P_h = \sum_{h \neq 1} V_h I_h \cos\theta_h$$

e

$$D_H = \sqrt{\left(\sum_{h \neq 1}^{v} V_h I_h \sin\theta_h\right)^2 + \sum_{m=1}^{v-1} \sum_{n=m+1}^{v} \left[\begin{matrix}(V_m I_n)^2 + (V_n I_m)^2 - \\ 2V_m V_n I_m I_n \cos(\theta_m - \theta_n)\end{matrix}\right]} \qquad (12)$$

Tendo em mente que S_1 é o componente-chave, nota-se que essa potência desempenha o papel principal nos estudos de fluxo de potência, e abrange as potências ativa e reativa fundamentais P_1 e Q_1. Portanto faz sentido normalizar as outras potências usando S_1 como potência base.

A partir das definições da tensão harmônica total e distorções de corrente

$$THD_I = \frac{I_H}{I_1} = \sqrt{\sum_{h \neq 1} \frac{I_h^2}{I_1^2}} = \sqrt{\left(\frac{I}{I_1}\right)^2 - 1} \qquad (13)$$

e

$$THD_V = \frac{V_H}{V_1} = \sqrt{\sum_{h \neq 1} \frac{V_h^2}{V_1^2}} = \sqrt{\left(\frac{V}{V_1}\right)^2 - 1} \qquad (14)$$

encontramos,

$$D_I = V_1 I_H = S_1 \frac{V_1 I_H}{V_1 I_1} = S_1 (THD_I) \qquad (15)$$

$$D_V = V_H I_1 = S_1 \frac{V_H I_1}{V_1 I_1} = S_1 (THD_V) \quad (16)$$

$$S_H = V_H I_H = S_1 \frac{V_H I_H}{V_1 I_1} = S_1 (THD_V)(THD_I) \qquad (17)$$

portanto,

$$S_N = S_1 \sqrt{TDH_I^2 + TDH_V^2 + [(TDH_V)(TDH_I)]^2} \qquad (18)$$

e

$$S^2 = S_1^2 \{1 + \frac{THD_I^2 + THD_V^2 + }{[(THD_V)(THD_I)]^2}\} \qquad (19)$$

As três últimas expressões refletem o impacto das distorções de corrente e tensão sobre a potência aparente total. Variando, tipicamente, nas faixas de $0{,}01 < THD_V < 0{,}07$ e $0{,}05 < THD_I < 1{,}2$, a distorção de tensão D_V na potência é menos significativa do que a distorção de corrente D_I.

Observa-se que para $THD_I > 20\%$ e $THD_V < 5\%$ a tendência é

$$S_N \approx S_1 (THD_I) \qquad (20)$$

Na Figura 1 são mostrados os gráficos S_N / S_1 em função do THD_I (em %) quando o THD_V é um parâmetro fixo.

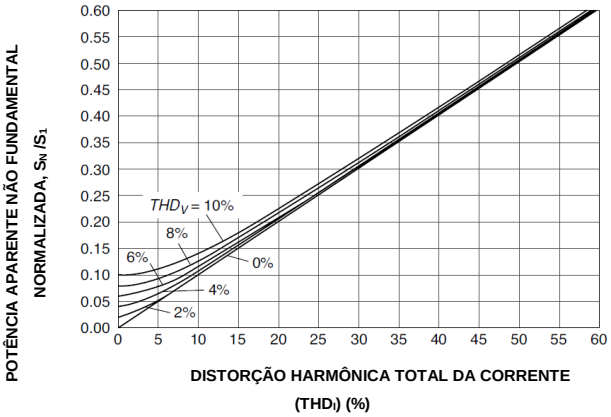
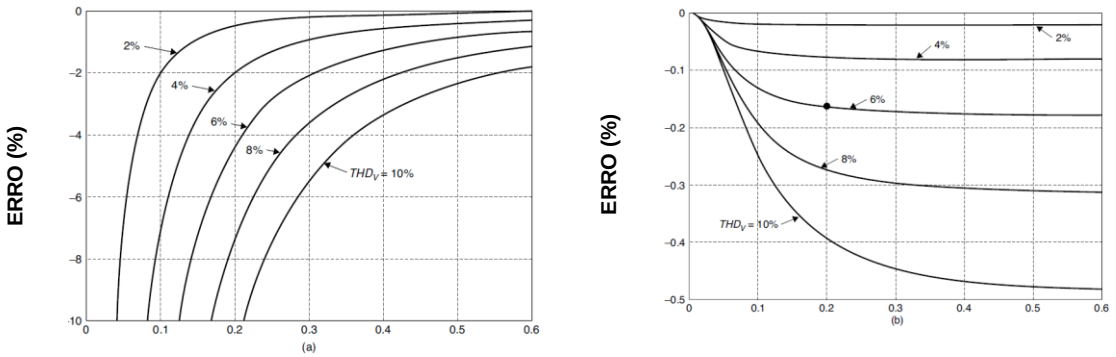


Figura 1 - Potência aparente não fundamental normalizada, S_N /S_1, versus THD_I, quando THD_V é parâmetro (IEEE, 1996)

O erro para esta aproximação é apresentado na Fig. 2a. Uma aproximação significativamente melhor que conduz a erros aceitáveis é

$$S_N \approx S_1\sqrt{THD_1^2 + THD_V^2} \qquad (21)$$

Para $THD_V \leq 6\%$, o erro causado por (21), Fig. 2b, é inferior a 0,20% para qualquer valor do THD_I.



DISTORÇÃOHARMÔNICA TOTAL DA CORRENTE (THD_I) (%)

Fig. (a)

DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL DA CORRENTE (THD_I) (%)

Fig. (b)

Figura 2 - Erro no cálculo de S_N: (a) Quando (20) é utilizado. (b) Quando S_H é ignorado, equação (21) (IEEE, 1996)

A resolução de S é esboçada na Figura 3.

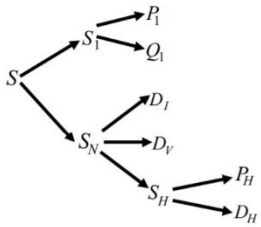


Figura 3 - Resolução de potência aparente de acordo com a IEEE Std. 1459-2010. [4, 6, 8]

A figura mostra a potência aparente S através dos P_1, Q_1, D_I, D_V e S_H, respectivamente. As amplitudes que quantificam o fluxo destas potências estão bem correlacionadas com os cinco componentes básicos de S, tal como mostrado pelos estudos vectoriais de Poynting.

Este método foi adaptado na IEEE Std. 1459-2010, (IEEE, 2010). Esta norma reserva o nome da potência reativa apenas para Q_1 e para $Q_h = V_h I_h sin(\theta_h)$. A potência reativa pertence ao grupo das potências não ativas que inclui D_I, D_V e D_H. Os medidores de potência reativa de hoje, quando ligados em circuitos com formas de onda não senoidal, as leituras irão apresentar erros devido o medidor estar sendo submetidos à componentes de tensão e corrente de sequência negativa e de sequência zero (Filipski P, 1994; IEEE, 1996; IEEE, 2010 e Projeto 6585-1501/2015).

3. DESENVOLVIMENTO

Foi desenvolvido um algoritmo na plataforma Matlab® com a finalidade de obter as rotinas destinadas à obtenção dos valores das grandezas propostas pela Norma IEEE Std. 1459-2010 (IEEE, 2010), no que tange a avaliação de sistemas elétricos de potência trifásicos desequilibrados e que contenha formas de onda de tensão e corrente com distorções harmônicas.

De uma forma geral, o algoritmo permite, a partir de sinais de amostras de tensões e correntes para diferentes composições harmônicas, a obtenção das diversas grandezas segundo os conceitos estabelecidos pela IEEE Std. 1459-

2010 (IEEE, 2010). Para a amostragem dos sinais, foi considerada uma planilha contendo variáveis referentes ao tempo, tensões nas três fases e neutro, assim como correntes nas três fases e neutro. Esses dados são provenientes de uma carga RL trifásica equilibrada conectada à um circuito do tipo *dimmer* trifásico, com ângulo de disparo de 90°. O circuito é mostrado na Fig. 4, o qual confere ao sistema características não lineares.

Foi considerada uma taxa amostral de 256 amostras/ciclo com janela de 60 ciclos de duração. No algoritmo foi implementado a transformada rápida de Fourier, possibilitando o cálculo das componentes harmônicas do sistema.

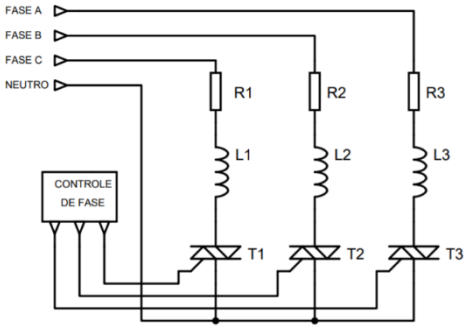


Figura 4 – Dimmer Trifásico

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Realizou-se uma comparação das variáveis fundamentais com relação às variáveis propostas na Norma IEEE 1459-2010 (IEEE, 2010), já que o algoritmo apresenta essa funcionalidade. Optou-se por amostrar 2 ciclos para as análises e obteve-se os resultados apresentados na Tabela 1 para grandezas Fundamentais e Tabela 2 para variáveis Não Fundamental.

Tabela 1 - Modelagem fundamental [2]

	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
S(VA)	976.84	976.84	976.84	2930.52
P (W)	820.30	811.51	815.93	2447.74
Q (var)	2447.74	543.75	537.09	1611.25
FP (pu)	0.84	0.83	0.84	0.84

Tabela 2 – Modelagem IEEE 1459-2010 (IEEE, 2010)

	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
S(VA)	1169.25	1169.25	1169.25	3507.75
S_N (VA)	642.59	642.59	642.59	1927.78
S_1 (VA)	976.84	976.84	976.84	2930.52
S_H (VA)	0.00	0.00	0.00	0.00
P_1(W)	820.30	811.51	815.93	2447.74
P_H(W)	0.00	0.00	0.00	0.00
Q_1 (var)	530.40	543.75	537.09	1611.25
D_I (var)	642.59	642.59	642.59	1927.78
D_V (var)	0.00	0.00	0.00	0.00
D_H (var)	0.00	0.00	0.00	0.00
FP (pu)	0.70	0.69	0.70	0.70

Onde:

DI - Parcela da potência total devido à distorção da corrente;

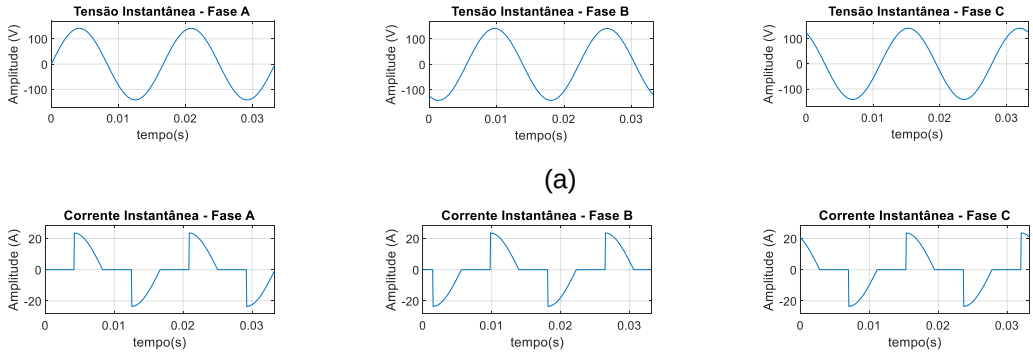
DV - Parcela da potência total devido à distorção da tensão;

SH - Parcela da potência total devido à distorção da tensão e da corrente, sempre em uma mesma frequência h.

Através dos resultados obtidos, observa-se uma grande discrepância nas variáveis de potência aparente e fator de potência comparando as modelagens fundamental e não fundamental respectivamente. As diferenças em porcentagem chegam à 19,70% para a potência aparente e -16,67% para o fator de potência. Observa-se que em instalações com níveis consideráveis de distorção harmônica, o fator de potência poderá ser afetado fortemente

abaixando seu valor e a potência aparente tendo seu valor elevado. Com isso pode-se ter papel crucial na determinação dos excedentes de demanda e energia reativa.

Através do algoritmo desenvolvido, é possível plotar as principais variáveis que compõe o sistema. A figura 5 apresenta as tensões de alimentação do circuito dimmer. A tensão de suprimento do circuito foi considerada ideal por se tratar de tensão nominal com frequência puramente senoidal. Na forma de onda da corrente nota-se o ângulo de condução de 90° dos tiristores do circuito dimmer.



(a)

(b)

Figura 5 – Tensões aplicadas ao Dimmer (a) e Correntes (b) na carga trifásica equilibrada

5. CONCLUSÕES

As novas tecnologias aplicadas na fabricação de equipamentos eletroeletrônicos nos últimos anos têm trazido para o meio que abrange o sistema elétrico de potência, muitos sinais em condições não lineares que tem provocado uma infinidade de distorções harmônicas.

Com o intuito de fazer uma análise comparativa entre as grandezas fundamentais e as grandezas não fundamentais, conforme a IEEE-1459-2010(IEEE,2010), foi desenvolvido um algoritmo no MatLab® no qual, observa-

se que há uma diferença considerável na comparação entre os resultados obtidos das variáveis, potência aparente e fator de potência.

Como a maioria dos medidores não estão preparados para mensurar sinais não senoidais, essa situação poderá impactar tanto nas distribuidoras atribuindo perdas, bem como aos consumidores com cobranças indevidas por excesso de energia reativa.

Baseado nessa comparação, o próximo passo é desenvolver um medidor de energia de baixo custo que possa atender a Norma IEEE 1459-2010 (IEEE, 2010).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EMANUEL, ALEXANDER EIGELES, “Power definitions and the physical mechanism of power flow,” John Wiley & Sons Ltd, 2010.

EMANUEL A. E.: “On the Assessment of Harmonic Pollution,” IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No. 3, July 1995, pp. 1693–98.

FILIPSKI P. S., BAGHZOUZ Y., COX M. D.: “Discussion of Power Definitions Contained in the IEEE Dictionary,” IEEE transactions on Power Delivery, Vol.9, No.3, July 1994, pp.1237–44.

FILIPSKI P. S., LABAJ P. W.: “Evaluation of Reactive Power Meters in the Presence of High Harmonic Distortion,” IEEE PES Winter Meeting, 1992, New York, NY. Paper 92 WM 192–5 PWRD.

IEEE WORKING GROUP ON NONSINUSOIDAL SITUATIONS, “Practical Definitions for Powers in Systems with Nonsinusoidal Waveforms and Unbalanced Loads,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, Jan. 1996, pp. 79–101.

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, Power System Instrumentation and Measurements Committee:“IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,” IEEE, February 2010.

PROJETO 6585-1501/2015 Disponível em: http://grupoenergisa.com.br/paginas/inovação-e-sustentabilidade/inovação/pesquisa-e-desenvolvimento/projetos/ciclo-2015.aspx. Acesso em 10 dezembro 2021.

MODELO DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA EM TEMPO REAL APLICADO À MICRORREDES

Marcio Andrey Roselli[1]; Daniel Carneiro de Almeida[1]; Eduardo Crestana Guardia[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

O trabalho propõe modelo de regulação tarifária em tempo real em Centro de Gerenciamento da Microrrede (CGM). Utilizamos rede constituída por alimentador com 6.300 unidades consumidoras (UC), incluindo um campus universitário. Utilizamos os dados da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG-D), a partir da rede georreferenciada utilizada no cálculo de perdas técnicas regulatórias. O modelo utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) é adaptado para fornecer tarifas locacionais e dinâmicas, por unidade consumidora a cada 15 minutos. Emulamos 5 Cenários de operação da Microrrede para avaliação do impacto econômico no ano de 2030. Os resultados indicam um impacto no custo da Microrrede proporcional à entrada de minigeração fotovoltaica (MF) e recarga de veículos elétricos (RVE), que pode ser mitigado com a implantação de tarifas dinâmicas para RVE e *Peak Shaving* utilizando eventual sistema de geração por hidrogênio (*Gas to Power – G2P*) do campus universitário.

Palavras-chave: Regulação Tarifária; Recursos Energéticos Distribuídos; Microrredes.

ABSTRACT

The paper proposes a real-time model tariff regulation in a Microgrid Center Control. We used a network consisting of a feeder with 6,300 consumer units, including a university campus. We used the data from the Tariff Review of the Energy Company of Minas Gerais, including data from the georeferenced grid of the regulatory technical losses process. We adapted the model used by the

National Electric Energy Agency to calculate the Distribution Tariffs of System to provide locational and dynamic tariffs per consumer unit every 15 minutes. We emulated five scenarios of operation of the Microgrid to evaluate the economic impact in the year 2030. The results indicate the cost of operating the Microgrid. It is proportional to an adoption the rooftop photovoltaic power station and electric vehicle charging. Dynamic tariffs for EVR and Peak Shaving using an eventual campus hydrogen generation system can reduce the Microgrid costs.
Keywords: Tariff Regulation; Distributed Energy Resources; Microgrids.

1. INTRODUÇÃO

Em uma análise além do medidor (*beyond the meter*) os preços de transporte da energia elétrica se comportam como um sistema dinâmico, dependente dos parâmetros da rede e perfil de carga. Atualmente observam-se mudanças no paradigma da distribuição de energia elétrica: consumidor mais conectado; baixo custo de automação e adoção de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Como resultado o consumidor se torna mais responsivo ao sinal de preço, o que pode ser uma oportunidade ou ameaça. Devido à pouca mensuração dos impactos, os reguladores estão limitando os incentivos para adoção dos RED (SIOSHANSI, 2016). A adoção de tarifas dinâmicas e locacionais são necessárias para incentivar os RED (ANSARIN *et al.*, 2020).

Uma Microrrede pode ser definida como um grupo de cargas e RED interconectados visando fornecer eletricidade a uma comunidade dentro de uma determinada área geográfica. As Microrredes permitem fomentar programas de resposta à demanda e integração com RVE, transformando os consumidores em atores ativos no sistema elétrico (VILLA; HENAO, 2022). A depender da penetração dos RED, das características de carga e das restrições de qualidade, as estratégias de controle e operação de uma Microrrede podem ser diferentes dos sistemas de distribuição convencionais. Por meio de um controle centralizado o CGM otimiza a produção local dependendo dos preços de mercado e das restrições de segurança, tomando decisões a cada 15 minutos para as horas seguintes (KATIRAEI *et al.*, 2008).

2. MODELO DINÂMICO E LOCACIONAL DAS TUSD

Na modelagem do sistema elétrico de potência o comportamento do consumidor é certamente a variável mais complexa, sobremaneira com a adoção dos RED. O valor da coordenação e planejamento dos RED é realizado por Carvallo *et al.* (2020). Segundo os autores as ações de investimento dos RED não são coordenados e não respondem à um processo de despacho o que torna a operação do sistema de distribuição mais complexa. Uma das formas de fomento da coordenação é a aplicação de tarifas dinâmicas e locacionais.

2.1 Critérios para a formação das TUSD

Para a distribuição de energia elétrica foram definidos princípios decorrentes da teoria econômica e práticas observadas ao longo do tempo. Segundo Schramm (1985) o primeiro estágio de definição da estrutura tarifária é determinar o custo marginal da rede, que deve ser o direcionador das tarifas. Tal critério é denominado de causalidade de custos. Segundo Garfield e Lovejoy (1964) as tarifas não devem variar demasiadamente de modo a prejudicar a previsibilidade e planejamento financeiro do consumidor, resultando no critério da estabilidade das tarifas. O cotejo entre o critério da causalidade de custos e estabilidade das tarifas, conduz ao critério de custos marginais de longo prazo para a construção de tarifas reguladas, dada sua menor volatilidade. Ademais, o custo marginal de curto e longo prazo são equivalentes sob a condição de investimento ótimo (TURVEY, 2017). O critério de planejamento e operação ótimo do sistema elétrico é mais formal do que material. Implica que a ociosidade da rede é inerente à operação e planejamento e, dessa forma, considerada na formação do preço da rede.

Boiteux e Steiner definiram em 1957 as bases teóricas para o critério do preço de ponta (*Peak Load Pricing*) (CREW; KLEINDORFER, 1986). Segundo o critério da equidade admite-se discriminação limitada de preços, como historicamente ocorre entre as classes comercial, residencial e industrial. Todavia, a classe deve ter características homogêneas de volume e uso, tal como o de coincidência da ponta e elasticidade ao preço (NASH, 1933). Tal

critério é o que merece reavaliação com a adoção dos RED, pois a uniformidade entre uma classe de consumidores se torna cada vez mais precária. Dessa forma, Lazar *et al.* (2017) sugerem que consumidores passem ser discriminados pela condição de capacidade de investimento na rede e de resposta ao sinal de preço. Aos consumidores com maior suficiência técnica e econômica seriam oferecidas tarifas opcionais mais fiéis ao custo locacional e dinâmico. O critério da simplicidade está relacionado à inteligibilidade do consumidor e viabilidade da tecnologia de medição. Dessa forma, o cálculo pode ser realizado com a complexidade necessária, todavia, a aplicação deve considerar o princípio da simplicidade (CAYWOOD, 1972). Do lado da distribuidora de energia elétrica o critério da sustentabilidade é o mais importante. O regulador deve garantir o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão. Isso implica a equivalência entre a Receita e Custos.

2.2 Modelo Locacional e Dinâmico por Responsabilidade de Potência

Segundo ANEEL (2022) o Custo Marginal de Capacidade (CMC) do consumidor tipo *j* no posto tarifário *u* é dado por (1).

$$CMC_j(u) = \sum_{k=L}^{N} \emptyset_{k,L} \cdot CME_k \cdot RP(u,k,j) \qquad (1)$$

Onde $\emptyset_{k,L}$é a proporção de fluxo entre o subgrupo tarifário *k* e o subgrupo tarifário *L* que conecta o consumidor tipo *j*; CME_k é o custo marginal de expansão do subgrupo tarifário *k* (R$/kW); e *N* é o número de subgrupos tarifários. O fator de responsabilidade de potência $RP(u,k,j)$ do consumidor tipo *j* no subgrupo tarifário *k*, no posto tarifário *u* é dado por (2).

$$RP(u,k,j) = (1 + fpp) \cdot \sum_{h \epsilon u} \pi_{h,k,j} \cdot P_{j,h} \qquad (2)$$

Onde *h* são as horas pertencentes ao posto tarifário *u*; $P_{j,h}$ fator de coincidência do consumidor tipo *j* na hora de ponta *h* das redes tipos que

atendem o subgrupo tarifário *k*; f_{pp} é o fator de perdas de potência; e $\pi_{h,k,j}$ probabilidade do consumidor tipo *j* se associar a uma rede tipo, que atende o subgrupo tarifário *k*, nas horas de ponta *h* da rede tipo.

A principal alteração no modelo proposto está nos limites de *k* e *j* de (1)-(2). O modelo proposto considera que cada transformador constitui um subgrupo tarifário *k* (mesmo possuindo a mesma tensão de operação), cada consumidor representa um consumidor tipo *j*, e que cada período de 15 minutos é um posto tarifário *u*. Ademais, consideramos o CME dependente da extensão da rede de distribuição (km□R$/kW)[1]. Para tanto, utilizamos os dados georreferenciados da rede de distribuição e curvas de carga tipo de cada consumidor, utilizados no cálculo de perdas técnicas regulatórias. Ao utilizar a rede georreferenciada conhecemos deterministicamente e nominalmente a associação entre a rede *k* e o consumidor *j*, dispensando o cálculo de $\pi_{h,k,j}$. F_{pp} decorre do modelo de cálculo de perdas técnicas regulatórias.

Conforme ANEEL (2022) a TUSD Fio B utiliza o critério de rateio por CMC, os Encargos e Energia por Selo (R$/MWh), a TUSD – Perdas Técnicas pelas Perdas do Subgrupo Tarifário (R$/MWh), a TUSD – Perdas Técnicas pelas Perdas do Subgrupo Tarifário (R$/MWh), a TUSD Fio A pela Responsabilidade de Custo por subgrupo tarifário (R$/kW), e a TUSD – Perdas Não Técnicas como percentual da receita da TUSD (R$/MWh) por subgrupo tarifário. O modelo segue a proposta de Roselli (2020), todavia no domínio do tempo. As curvas de carga desconsideram componentes não periódicos, conforme Roselli *et al.* (2022). As receitas utilizadas no rateio são estimadas pelas componentes tarifárias, resultado da RTP da CEMIG-D[2], aplicado ao mercado do alimentador.

3. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso é realizado em alimentador que atende o campus Itajubá (MG) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). A UNIFEI conta com

[1] Extensão da rede até cada consumidor MT/Trafo obtido por meio da Base de Dados Geográfica da Distribuição. CME obtido da RTP-2018 da CEMIG-D, Processo ANEEL nº 48500.005351/2017-59.
[2] *Ibid*.

MF de 1000 kWp, além da operação em 2023 de Centro de Hidrogênio Verde e gerador diesel de 430 kVA. Dados da EPE[3] indicam que existem atualmente 611 unidades de microgeração atendidas em Baixa Tensão (BT) no município de Itajubá (MG). O alimentador, operando em 13,8 kV, atende 6.288 UC BT e 12 atendidas em Média Tensão (MT). O município de Itajubá (MG) possui 29.563 veículos em circulação[4].

3.1 Caso Base (Cenário 0)

Para o caso base consideramos os dados de carga da UNIFEI referente a maio de 2019 (mês de maior carga). Para a simulação da rede foram utilizados os dados da RTP[5].

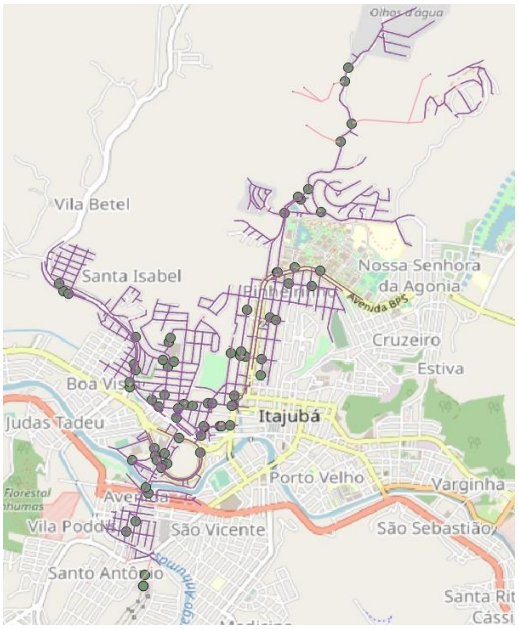


Figura 1a – Rede de Estudo.

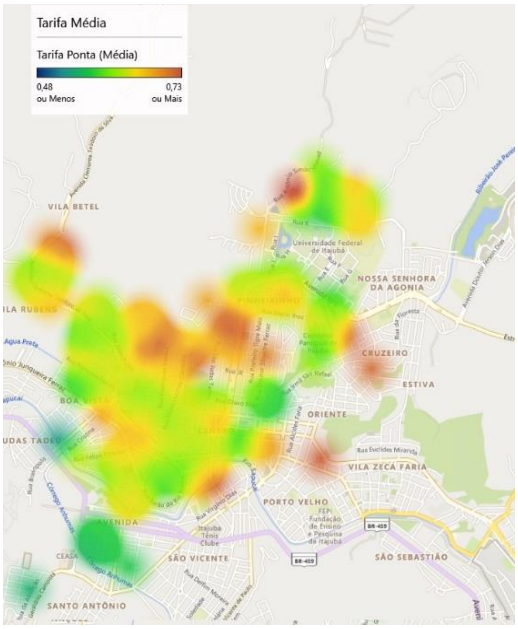


Figura 1b – Tarifas Médias B1.

O modelo é desenvolvido em *Python* em microcomputador com *AMD Ryzen* 5 e 12 GB de RAM. O sistema demandou um tempo de 2 min e 44 s, o

[3] Obtido de EPE http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/, acesso em 04/05/2022.
[4] Obtido de https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2022, acesso em 04/05/2022.
[5] Obtido de ftp://ftp.aneel.gov.br/srd/LAI/BDGD_LAI, conforme solicitação *e-sic* nº 48003.003977/2022-07.

que torna viável o cálculo em tempo real. A Figura 1a representa a rede do alimentador objeto de estudo e a Figura 1b os resultados das tarifas médias dos consumidores residenciais.

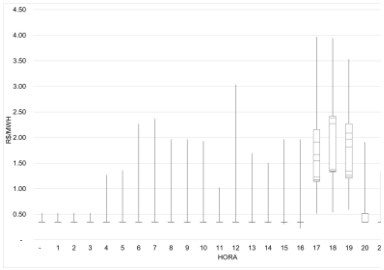


Figura 2a – *Boxplot.*

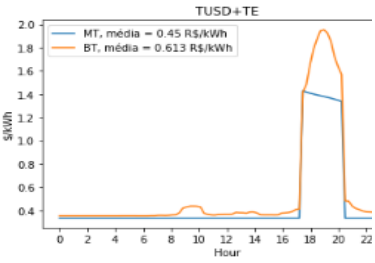


Figura 2b – Tarifas C_0.

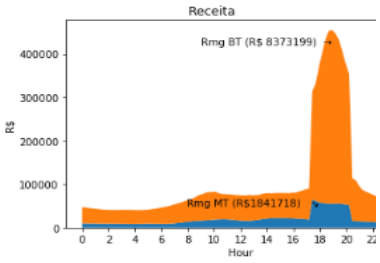


Figura 2c – Receita C_0.

A Figura 2a apresenta o *boxplot* das tarifas em BT. Observa-se que as tarifas variam pouco entre UC no período fora de ponta, mas pode variar muito no período de ponta. Se deve a alta coincidência de carga para o alimentador em estudo. A Figura 2b apresenta as tarifas médias calculadas por Nível de Tensão (NT) e a Figura 2c a receita calculada por NT, ambos com discriminação de 15min. A maior parte da receita é devido aos consumidores atendidos em BT.

3.2 Cenários 2030

Devido ao critério da sustentabilidade econômica as receitas calculadas representam o impacto no custo da distribuição, ou seja, os custos equivalem a receita regulatória calculada. Não há impedimento para que o cálculo dos custos seja realizado de modo locacional e dinâmico, na forma mais precisa. Todavia, para a aplicação das tarifas aos consumidores é necessário processo adicional de modo a respeitar os critérios da equidade e simplicidade. Dessa forma, o objetivo dos Cenários seguintes é o de detalhar o impacto dos RED na Microrrede e direcionar futura aplicação de tarifas em tempo real, considerando os custos além do medidor (*beyond the meter*). São utilizados 5 Cenários para a avaliação do impacto dos RED na trajetória de criação de Microrrede do tipo conectada e operada por CGM. Utilizamos Cenários para o ano de 2030,

baseados em estimativas da Empresa de Pesquisa Energética e regionais. Na Figura 3 é apresentada a trajetória de evolução para a Microrrede.

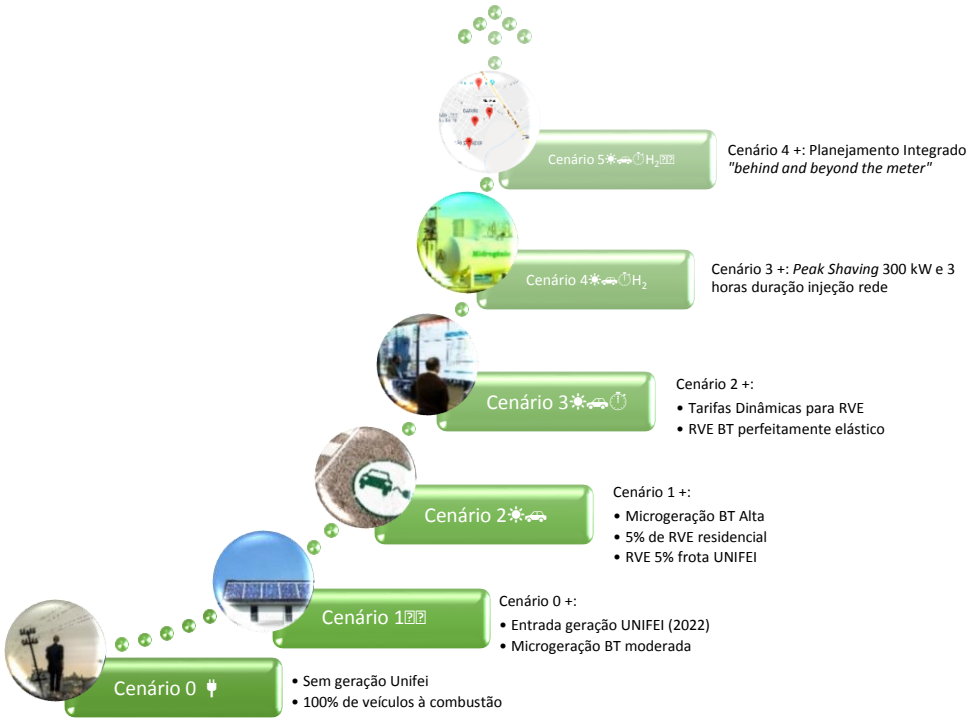


Figura 3 – Cenários de estudo

O fluxograma e o perfil de consumo dos RED são apresentados nas Figuras 4a-4b. As curvas de RVE são obtidas de Fitzgerald, Nelder e Newcomb (2016).

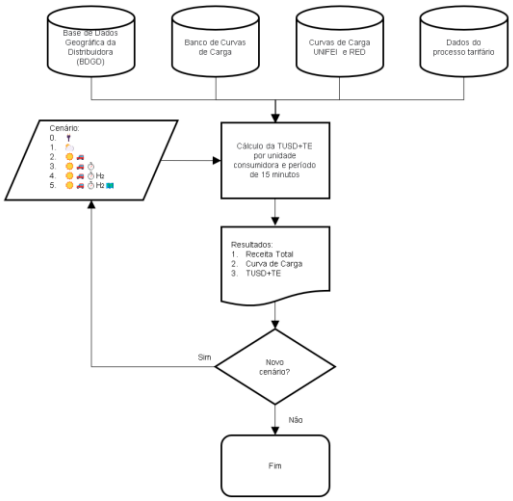


Figura 4a – Fluxograma.

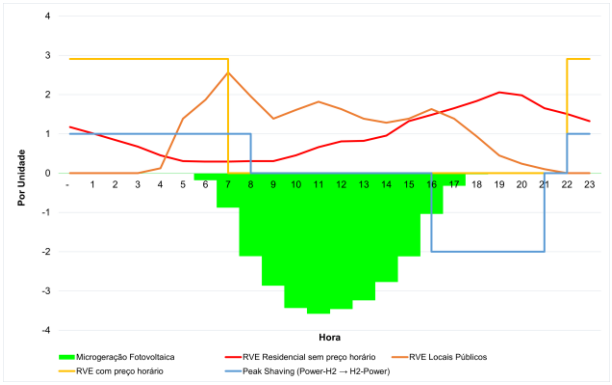


Figura 4b – Operação RED.

O perfil de consumo dos consumidores é alterado individualmente conforme os Cenários e o processo de cálculo é repetido, conforme itens anteriores. A Tabela 1 apresenta descrição dos Cenários conforme Figura 3.

Tabela 1 – Descrição dos Cenários

Cenário	Descrição	Critério para estimativa de penetração RED
1	Realizado o sorteio das UC a serem instaladas novas MF. Para retirar o efeito de redução de mercado, é considerado que o mercado das UC sem MF aumentou no mesmo volume. Decorre do critério de custo marginal de longo prazo e operação ótima. A relação entre a receita marginal e receita média (TUSD Fio A e B) é mantida constante em relação ao Cenário 0.	3,20% das UC BT atendidas por MF, conforme estimativa dos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 da EPE (Cenário Primavera).
2	Conforme critérios e Cenário 1 adicionando RVE.	6,43% das UC BT atendidas por MF (Cenário Verão da EPE). Entrada em operação MF da UNIFEI com capacidade de 70% da carga (maio 2019). Estação de RVE na UNIFEI com capacidade para 51 veículos modelo Nissan Leaf estimado em 5% da frota total UNIFEI. RVE residencial estimado proporcionalmente em 5% da frota total de Itajubá (MG).
3	Considerado o Cenário 2, mas com a RVE residencial ocorrendo no período da madrugada.	Condicionamento por meio de aplicação de tarifas dinâmicas para RVE.
4	Considerado o Cenário 3 e o uso de Gerador convertido para H_2 (*G2P*) na potência de 300 kW para *Peak Shaving.*	Conforme operação definida na Figura 4b.

5	Considerado o Cenário 4, adicionalmente considera-se que o planejamento da MF é realizado de modo a minimizar os custos locacionais de instalação da rede.	Avaliadas as menores tarifas médias do Cenário 4 para o período de 6-18h (período de geração MF) e aplicado o quantitativo de MF especificado no Cenário 4 para os pontos de menor custo do alimentador.

3.3 Resultados

As Figuras 5-9 apresentam os gráficos de curva de carga, tarifas médias e receita por NT para os Cenários 1-5.

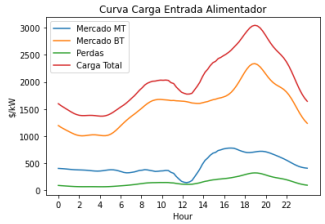


Figura 5a – Carga C_1.

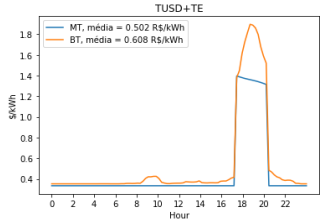


Figura 5b – Tarifas C_1.

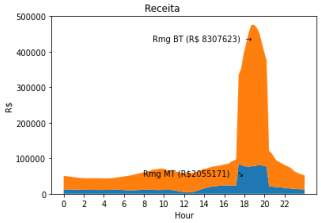


Figura 5c – Receita C_1.

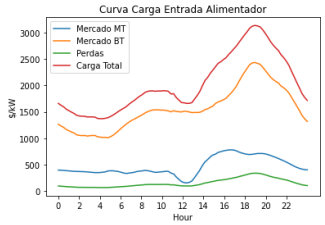


Figura 6a – Carga C_2.

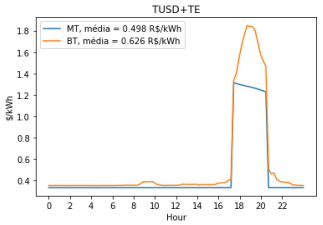


Figura 6b – Tarifas C_2.

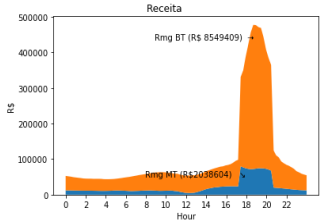


Figura 6c – Receita C_2.

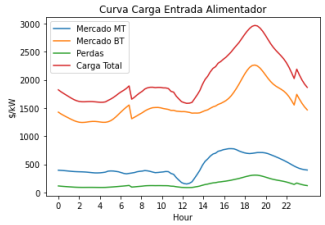


Figura 7a – Carga C_3.

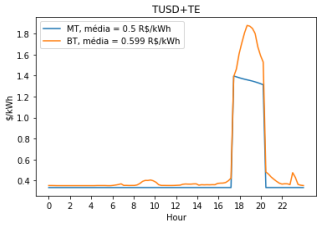


Figura 7b – Tarifas C_3.

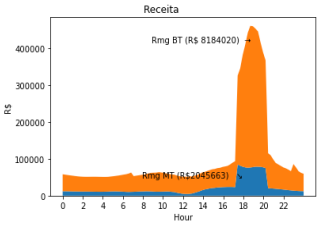


Figura 7c – Receita C_3.

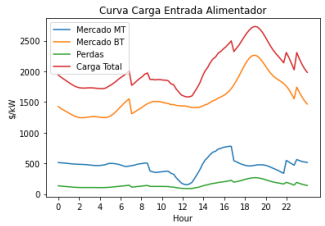


Figura 8a – Carga C_4.

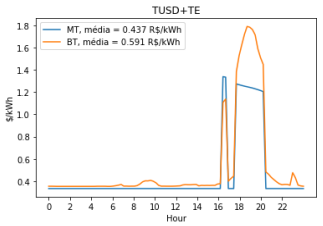


Figura 8b – Tarifas C_4.

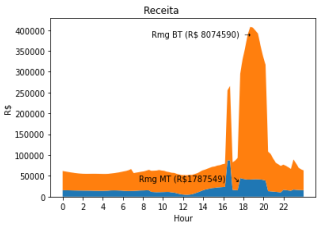


Figura 8c – Receita C_4.

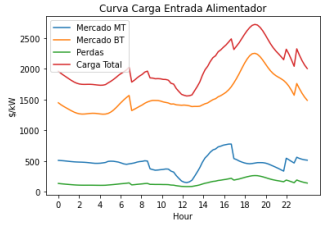


Figura 9a – Carga C_5.

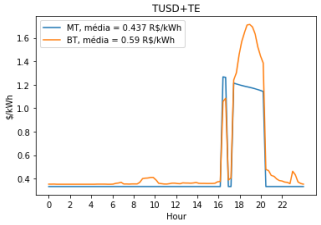


Figura 9b – Tarifas C_5.

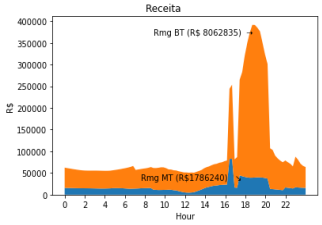


Figura 9c – Receita C_5.

Os Cenários 1-2 apresentam um aumento das receitas necessárias e consequentemente dos custos. Todavia, pela alta coincidência das curvas de carga não houve grande alteração na relação entre as tarifas ponta e fora de ponta. No Cenário 3 houve redução considerável dos custos do sistema na ponta, em detrimento de um ligeiro aumento nos custos no período noturno. Nos Cenários 1-3 não se observa grande impacto nas tarifas para os consumidores sem RED, o que não tolhe a aplicação de tarifas específicas para RED. Para o Cenário 4 há maior redução e espraiamento dos custos no tempo. Por fim, em relação ao Cenário 5 não houve alterações significativas nos custos, mesmo considerando a relatividade em relação aos consumidores com RED. A Tabela 2 apresenta principais indicadores para a análise dos resultados.

Tabela 2 – Resultados.

Tipo Dado	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário k	Cenário 4	Cenário 5
Fator de Carga	72,695%	66,54%	64,59%	68,356%	74,20%	74,44%
Receita Total [R$]	10.214.917	10.362.794	10.588.014	10.229.683	9.862.139	9.849.075
(TUSD+TE) fora ponta BT [R$/ kWh]	0,373	0,371	0,380	0,369	0,388	0,386
(TUSD+TE) ponta BT [R$/ kWh]	1,733	1,684	1,653	1,680	1,526	1,527
(TUSD+TE) ponta MT [R$/ kWh]	0,332	0,334	0,344	0,334	0,356	0,355
TUSD+TE FPT BT [R$/ kWh]	1,382	1,356	1,277	1,356	1,166	1,180

Da Tabela 2 observa-se uma redução do fator de carga inversamente proporcional à penetração dos RED, resultando em aumento nos custos da Microrrede. A entrada de 394 MF BT, 492 RVE residencial e 51 RVE UNIFEI,

impactou o Cenário 2 em um Custo adicional de 373 mil reais anuais. A aplicação de tarifas dinâmicas para RVE (Cenário 3) pode promover uma redução de até 358 mil reais ao considerar alta responsividade. No Cenário 4 ocorre um benefício anual de 368 mil reais, decorrente exclusivamente do *Peak Shaving G2P*. Destaca-se que para trabalhos futuros a análise de viabilidade do *Peak Shaving* deve considerar que os custos variáveis com H_2 ocorrem em meses de carga máxima. Em uma análise preliminar o alimentador possui uma relação entre a potência média anual e potência média do mês de máxima de 85,6%, o que significa que seria suficiente o *Peak Shaving* em somente alguns meses do ano para obter o benefício do Cenário 4. O Cenário 5 demonstra que a sinalização locacional para a MF não se mostrou viável no estudo de caso, além de apresentar dificuldades de implementação devido ao condicionamento necessário de investimentos pelo CGM aos consumidores. Se deve ao fato de os custos estarem concentrados no período de ponta, onde não ocorre a geração por MF.

4. CONCLUSÃO

O modelo proposto pode ser aplicado como alternativa ao atual negócio da distribuição, considerando despachos programados de consumo ou preços em tempo real para unidades de RVE. Ademais, o modelo proposto pode contribuir para definição de subconcessões locais utilizando sinalização de preços no CGM. A distribuidora pode criar mecanismos de *peer-to-peer* entre unidades de RVE e MF, segregando o custo de transporte e energia comercializada. Para os Cenários 2030 analisados a penetração de MF e RED aumentou proporcionalmente os custos da Microrrede. O planejamento centralizado da MF não traria grande benefício para a Microrrede em estudo. O Cenário 4 apresenta os maiores ganhos para o sistema, sendo parâmetro para a avaliação de viabilidade futura de sistema *G2P* para *Peak Shaving*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. PRORET: Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Brasília - DF, 2022.

ANSARIN, M. *et al*. The economic consequences of electricity tariff design in a renewable energy era. Applied Energy, v. 275, p. 115317, 2020.

CARVALLO, J. P. *et al*. The economic value of a centralized approach to distributed resource investment and operation. Applied Energy, v. 269, 1 jul. 2020.

CAYWOOD, R. E. Electric utility rate economics. 1972.

CREW, M. A.; KLEINDORFER, P. R. The economics of public utility regulation. [s.l.] Springer, 1986.

FITZGERALD, G.; NELDER, C.; NEWCOMB, J. Electric vehicles as distributed energy resources. Rocky Mountain Institute, Boulder, CO, 2016.

GARFIELD, P. J.; LOVEJOY, W. F. Public utility economics. 1964.

KATIRAEI, F. *et al*. Microgrids management. IEEE Power and Energy Magazine, v. 6, n. 3, p. 54–65, maio 2008.

LAZAR, J. *et al*. Smart Non-Residential Rate Design–Optimizing Rates for Equity. Integration, and DER Deployment. December, 2017.

NASH, L. R. Public Utility Rate Structures. New York: McGraw-Hill, 1933.

ROSELLI, M. A. Dynamic Locational Model for Distribution System Use Charges. Thesis Doctored. São Paulo: University of São Paulo, 2020.

ROSELLI, M. A. *et al*. Technical loss estimation approach in power distribution systems using load model in frequency domain. Electric Power Systems Research, v. 209, p. 107982, ago. 2022.

SCHITTEKATTE, T.; MOMBER, I.; MEEUS, L. Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. Energy Economics, v. 70, p. 484–498, 1 fev. 2018.

SCHRAMM, G. Operationalizing efficiency criteria in energy pricing policy. In: Criteria for Energy Pricing Policy. [s.l.] Springer, 1985. p. 89–120.

SIOSHANSI, R. Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize distributed renewable generation. Energy Policy, v. 95, p. 498–508, ago. 2016.

TURVEY, R. Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply. [s.l.] Routledge, 2017.

VILLA, C.; HENAO, F. Oversizing grid-connected microgrids as a business model. Energy Reports, v. 8, p. 2100–2118, 1 nov. 2022.

MODELO PARA SELEÇÃO DE LOCAIS PARA A IMPLANTAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS: UMA ABORDAGEM QUE COMBINA ALGORITMO DE GEOPROCESSAMENTO COM ENGENHARIA

Luiz Rodolpho Sauret Cavalcanti de Albuquerque[1,2]; Rodrigo Flora Calili[2]; Rafael Kelman[1]; Marcelo Metello[1]; Tainá Martins Cunha[1]

[1]PSR; [2]Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

RESUMO

A crescente participação de fontes renováveis variáveis nos últimos anos torna cada vez mais relevante a busca por recursos energéticos capazes de aumentar a flexibilidade operacional dos sistemas elétricos. Nesse contexto, Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) surgem como uma solução interessante. O artigo apresenta um modelo para identificação de locais adequados para UHR, cuja formulação busca minimizar os seus custos de construção com auxílio de ferramentas do Sistema de Informações Geográficas, inspiradas no conceito de *geomorphons*. Após o detalhamento de equações de custos de obras civis, a aplicabilidade do modelo é demonstrada em torno de um reservatório existente. Por fim, os resultados indicam a seleção de candidatos de UHR como recurso econômico em um modelo de planejamento integrado de recursos que otimiza a expansão do Sistema Interligado Nacional.

Palavras-chave: Usina hidrelétrica reversível; Armazenamento de energia; Geração de energia renovável; Avaliação de potencial; Sistema de informações geográficas.

ABSTRACT

The growth of variable renewable energy sources in recent years has increased the relevance of resources that can increase the operative flexibility of power systems. In this context, Pumped Storage Hydropower plants (PSH) emerge as an interesting solution. The article presents a model that identifies suitable locations for PSH, whose formulation minimizes engineering construction costs

with the use of GIS tools, inspired on the concept of geomorphons. After detailing cost equations related to civil works, a case study demonstrates the application in the vicinity of an existing reservoir. Finally, the results indicate PSH candidates being selected as an economic resource in an integrated resource planning model that optimizes the Brazilian National Interconnected System expansion.
Keywords: Pumped storage; Energy storage; Renewable energy generation; Potential assessment; Geographic Information System.

1. INTRODUÇÃO

No contexto da expansão do uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica, como o vento e a irradiação solar, a natureza intermitente e sazonal dessas alternativas pode afetar a operação do sistema elétrico (Canales *et al*., 2015). Uma das soluções para equilibrar a produção com a demanda do sistema se dá através do armazenamento de energia. Neste cenário, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) são a tecnologia de larga escala mais empregada, com boa eficiência operativa, tempo de resposta mais rápido e vida útil mais longa que alternativas de armazenamento (Rehman *et al*., 2015).

As diretrizes que orientaram a maior parte das pesquisas recentes foram organizadas em relatório técnico do *Joint Research Center* (JRC, 2012). No entanto, lacunas teóricas foram percebidas nas principais iniciativas (Rogeau *et al*., 2017; Lu *et al*., 2018; EPE, 2019; Hunt *et al*., 2020), que deixam de considerar um ou mais dos seguintes aspectos: critérios ambientais além de restrições, características geológicas e custos. Esses temas foram integrados no modelo para seleção de locais de UHR apresentado por Albuquerque (2021).

O objetivo do presente trabalho, além de detalhar as formulações propostas no modelo mencionado, é aprofundar a discussão dos resultados obtidos, comparando-os a análises de inserção de UHR no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esses estudos vêm sendo realizados no âmbito de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em execução sobre o tema (PSR, 2021), sendo uma extensão dos trabalhos apresentados por Albuquerque *et al.* (2022) e por Andrade *et al.* (2022).

2. MODELO PARA SELEÇÃO DE UHR BASEADO EM SIG

O modelo proposto por Albuquerque (2021) procura definir uma formulação que, utilizando ferramentas do SIG, busque minimizar os custos de construção de uma UHR. Seus conceitos básicos são resumidos adiante.

2.1 O conceito de *geomorphons* aplicados à triagem de locais

Geomorphons são as microestruturas mais básicas da paisagem que podem ser extraídas de um Modelo Digital de Elevação (MDE) com baixo custo computacional. Segundo Jasiewicz & Stepinski (2013), trazem vantagens para a classificação das formas de relevo, pois são sustentados por princípios de visão de máquina e permitem o trabalho simultâneo em várias escalas, mostrando-se robusto e eficiente, já que dispensa cálculos complexos.

Na busca de locais para UHR, o conceito de *geomorphons* permite identificar formas no relevo que minimizem a necessidade de fechamento de selas topográficas para a formação dos reservatórios.

O método consiste em considerar *n* direções a partir de um ponto central e traçar perfis longitudinais para diversas alturas (Figura 1). Por meio desse procedimento, curvas de cota, volume e custo podem ser definidas em diversos locais. E assim, pode se obter alternativas, hierarquizadas segundo seus custos, conforme as necessidades de armazenamento do sistema em estudo.

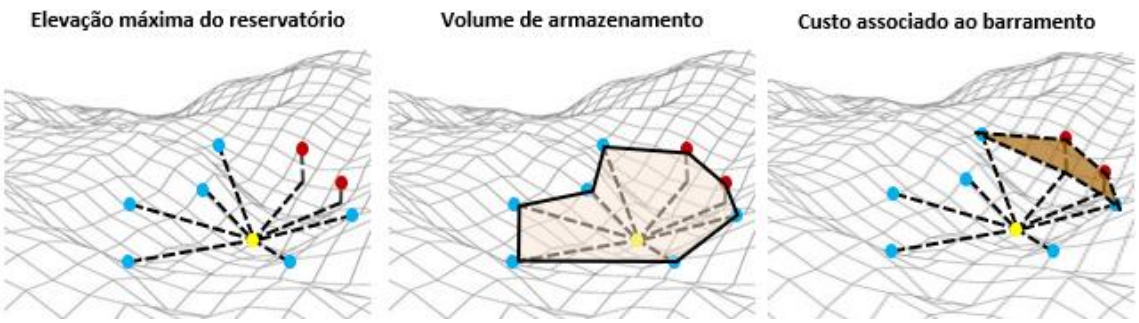


Figura 1 – Definição das curvas cota, volume e custo dos reservatórios

2.2 Definição das equações básicas dos componentes de custo

Os quatro principais componentes de custo para implantação de uma UHR são: *SA* – impactos socioambientais, *OC* – obras civis, *EQ* – equipamentos eletromecânicos e *IE* – conexão elétrica e viária. Uma quinta parcela, *OT* – outros custos, inclui valores indiretos e outros não considerados pelas simplificações propostas nas formulações. O custo total de cada alternativa (*CT*) resulta da soma dos componentes anteriores, cujas equações são apresentadas em Albuquerque (2021), Albuquerque *et al.* (2022) e Andrade *et al.* (2022), tendo sido considerados, em cada caso, custos unitários e coeficientes específicos.

Para a presente análise, a equação do componente de obras civis (*OC*) foi revista e detalhada. Neste caso, passaram a ser consideradas a variação da espessura da blindagem do conduto, em função da queda hidráulica, além de um termo específico para o custo da casa de força. A nova equação (1), a seguir, mantém as variáveis de altura do barramento *h*(*x*), vazão de bombeamento ou geração (*Q*) e extensão do circuito de adução (L_{hid}), mas introduz tanto a variável de queda disponível (*H*), quanto coeficientes que relacionam volumes de escavação e concreto da casa de força com a queda da usina (K_{xc} e K_{cf}, respectivamente). A equação do volume de concreto utilizada, por sua vez, foi obtida do Manual de Inventário de hidrelétricas convencionais (CEPEL, 2007).

$$OC = K_{oc}\left\{10\int_0^{L_{hid}}[4+2{,}5h(x)]h(x)dx + (30+0.21H)L_{hid}Q + (300+120\times K_{xc})\times(K_{cf}\times 485\times e^{0{,}123\times Q^{0{,}5}})\right\} \quad (1)$$

Os demais componentes, inclusive equipamentos eletromecânicos, originalmente definidos por Andrade *et al*. (2022), permaneceram inalterados.

3. DEMONSTRAÇÃO DE APLICABILIDADE DO MODELO PROPOSTO

Para essa demonstração, foi utilizado o modelo computacional HERA (PSR, 2021), em sua versão desenvolvimento para inclusão de projetos de UHR, dentro do contexto do mencionado projeto de P&D (PSR, 2020).

Na preparação da base de dados da aplicação apresentada adiante, foram utilizadas as mesmas camadas de informação, bem como as classificações dos impactos socioambientais e da qualidade da rocha de Albuquerque *et al.* (2022).

3.1 Aplicação do modelo e apresentação dos resultados

As simulações em torno da UHE Sobradinho tiveram o objetivo de encontrar um reservatório superior para formar uma UHR com o lago existente. Em uma primeira etapa, foram simuladas alternativas de tempos de geração para uma potência de 1000 MW, comparável ao desta usina. Neste caso, o modelo encontrou apenas resultados para armazenamento de 8h e 1 dia, indicando haver um limite físico ditado pelas características geomorfológicas da área.

Na Figura 2 (PSR, 2021), há 3 áreas potenciais identificadas, numeradas no sentido horário. Tendo em vista que, na escala de cores entre o branco e o vermelho, quanto mais claros os círculos, menor o custo, a área 1, conhecida como Saco do Arara, se mostrou a mais promissora delas.

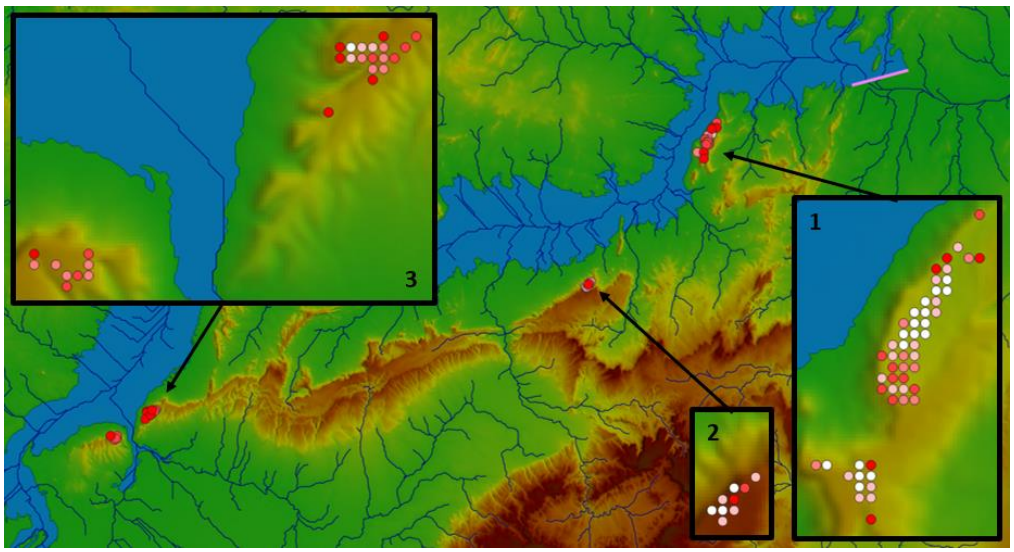


Figura 2 – Alternativas para UHR de 1000 MW e 8h

Em seguida, a segunda etapa da aplicação do modelo consistiu na busca pelos melhores projetos na área do Saco do Arara para combinações de

alternativas de armazenamento com potências entre 100 MW e 1000 MW, e tempos de geração de 4h a 48h. Na Figura 3 (PSR, 2021), as UHR selecionadas são representadas por círculos alaranjados (reservatórios) conectados por uma linha tracejada amarela (circuito hidráulico).

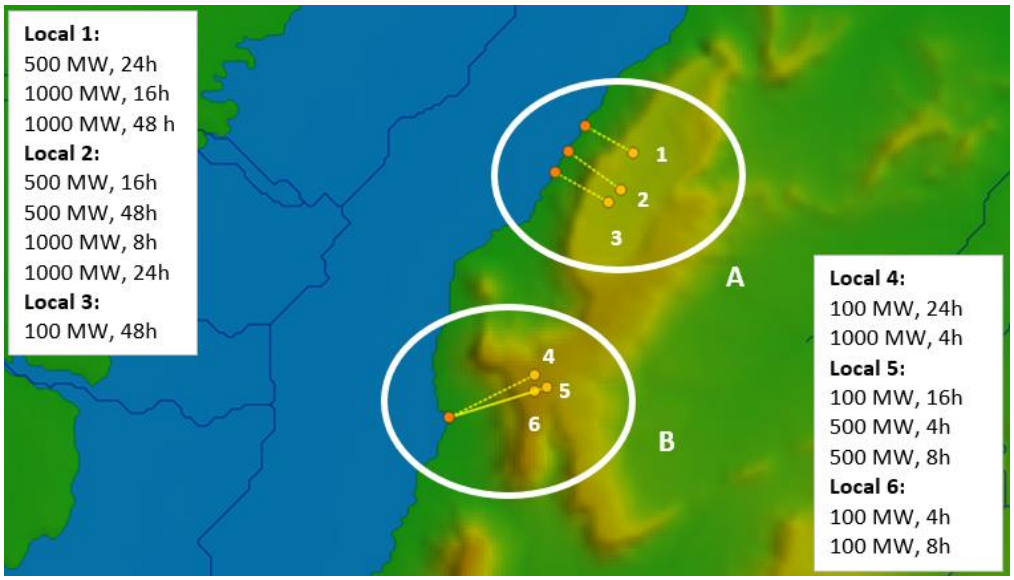


Figura 3 – Busca dos melhores projetos para diversas alternativas na Área 1

Na Tabela 1, são apresentados os resultados obtidos para a potência de 500 MW, segundo alternativas de armazenamento definidas pelos tempos de geração considerados (Δt, em horas). Os custos de cada componente são detalhados conforme a seguir: *OC* (obras civis); *EQ* (equipamentos); *IE* (infraestrutura); *SA* (custos socioambientais); *OT* (outros custos); e *CT* (custo total). Observa-se que os custos unitários de armazenamento (*CA*) caem com a capacidade, o que expõe um ganho de escala importante em relação às baterias, enquanto os custos de instalação (*CI*), ao contrário, tendem a subir.

Tabela 1 – Análise dos componentes de custo das alternativas para 500 MW (em US$ milhões)

Δt	*OC*	*EQ*	*IE*	*SA*	*OT*	*CT*	*CI*	*CA*
4	66,16	157,46	23,17	8,11	101,96	356,9	714	178
8	87,73	155,91	25,18	8,13	110,78	387,7	775	97
16	59,78	196,81	13,30	9,33	111,69	390,9	782	49
24	65,79	200,34	13,78	9,44	115,73	405,1	810	34
48	87,96	195,89	14,66	9,36	123,15	431,0	862	18

No caso da parcela do componente de obras civis (*OC*) referente ao barramento do reservatório superior (*RS*), a relação direta entre a capacidade de armazenamento (*S*) e os custos é afetada pela topografia. Conforme Tabela 2, os custos relativos ao volume útil necessário (*RS/VU*) na área A, situada em depressão natural do terreno, são menores que em B.

Tabela 2 – Parcela do componente de custo de obras civis (OC) correspondente ao barramento do reservatório superior (*RS*) das alternativas de armazenamento para 500 MW

Δt	Área	*S* (MWh)	Volume Útil – *VU* (hm^3)	*RS* (USD milhões)	*RS/VU* (USD mi/hm^3)
4	B	2.000	2,96	20,23	6,83
8	B	4.000	5,80	42,65	7,35
16	A	8.000	19,35	29,36	1,52
24	A	12.000	30,65	33,32	1,09
48	A	24.000	58,63	57,49	0,98

A variação dos custos do componente de equipamentos (*EQ*) é proporcional à potência (em MW). Para uma mesma potência, os custos sofrem influência direta da queda disponível (*H*) na área selecionada pelo modelo. Esse comportamento se verifica também na parcela de custos da casa de força (*CF*) do componente de obras civis. Conforme Tabela 3, quando a queda diminui, esses custos (*EQ* e *CF*) aumentam.

O inverso acontece com os custos do circuito hidráulico de adução (*CH*). Neste caso, as extensões do túnel de adução (*L*) no Local B são pelo menos cerca de 40% maiores que em A. Além disso, o fato de as quedas (*H*) serem

maiores resultam em vazões e áreas de escoamento menores, mas aumentam o custo da blindagem, o que parece refletir o detalhamento da equação do componente *OC* proposto neste trabalho.

Tabela 3 – Componente de custo de equipamentos (*EQ*) e da parcela correspondente à casa de força (*CF*) das alternativas de armazenamento para 500 MW

Δt	Área	*H* (m)	*L* (m)	*EQ* (USD milhões)	*CF* (USD milhões)	*CH* (USD milhões)
4	B	297	1,9	157,46	2,61	43,32
8	B	303	1,9	155,91	2,57	42,51
16	A	181	1,3	196,81	3,94	26,48
24	A	172	1,2	200,34	4,10	28,37
48	A	180	1,3	195,89	3,90	26,57

3.3 Discussão dos resultados

As tendências de comportamento dos custos de cada componente analisado neste trabalho (barramento do reservatório superior, circuito hidráulico, obras civis da casa de força e equipamentos) se mostram coerentes com as características físicas e energéticas dos locais selecionados.

Sobre os resultados apresentados, observa-se também que os custos de implantação (*CI*) das alternativas de UHR para a potência de 100 MW calculados neste trabalho estão entre USD 978/kW e USD 1.035/kW. Portanto, são inferiores àqueles identificados pelo IHA (2021) para baterias de íon-lítio para a mesma potência e tempos de geração correspondentes a 4h (USD 1.541/kW) e 8h (USD 3.565/kW) referentes a 2020.

Além disso, nas análises relacionadas à inserção de UHR no SIN para um horizonte de planejamento de 20 anos, realizadas dentro do contexto do projeto de P&D mencionado (PSR, 2020), percebeu-se inicialmente a preferência do modelo de otimização (PSR, 2022) de selecionar para a expansão do SIN usinas com 24h de armazenamento em algumas regiões.

Sendo assim, em seguida, buscou-se verificar se a preferência do sistema por usinas de menor capacidade se confirmava para projetos entre 4h e

24h, utilizando custos de investimento dos projetos obtidos em torno do reservatório de Sobradinho, cujos resultados apresentam vocação para projetos dessa ordem. Estas simulações indicaram a seleção por projetos de UHR com capacidade de armazenamento ainda menor, da ordem de 4h.

4. CONCLUSÃO

O modelo proposto atende ao objetivo de estabelecer um procedimento de busca para selecionar locais adequados para implantação de UHR, minimizando os seus custos de construção por meio de formulações específicas, com o auxílio de ferramentas do SIG, inspiradas no conceito de *geomorphons*.

O detalhamento do componente de obras civis, conforme proposto no presente trabalho, propiciou uma análise mais detalhada da relação entre as características físicas e energéticas dos locais selecionados e os custos obtidos pelo modelo. Essa avaliação apresentou resultados coerentes com o esperado.

Os resultados obtidos em torno da UHE Sobradinho permitiram comparações com custos de outras tecnologias alternativas de armazenamento (baterias de íon-lítio) que indicam vantagens na opção pela UHR, bem como parecem oferecer candidatos potenciais para atender às necessidades do SIN.

O modelo é extensível a outros arranjos de engenharia (por exemplo, UHR em ciclo fechado), em terrenos com condições geomorfológicas distintas. As funções de cada componente de custo podem ser aprimoradas com pesquisas específicas, por exemplo, sobre os preços de equipamentos de UHR, considerando a pouca experiencia de projetos desse tipo no Brasil. Neste sentido, a validação dos valores utilizados para custos unitários e coeficientes nas formulações propostas a partir de informações de usinas já construídas parece adequada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUQUERQUE, L. R. Modelo para seleção de locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis: uma abordagem baseada em sistema de

informação geográfica. Dissertação de Mestrado em Engenharia Urbana e Ambiental. PUC-Rio, 139 p. Rio de Janeiro, 2021.

ALBUQUERQUE, L. R.; KELMAN, R.; CALILI, R. F.; CUNHA, T. Identificação de locais para a construção de usinas hidrelétricas reversíveis. Informe Técnico. XVII SNPTEE, 2022 (Mimeo).

ANDRADE, T.; KELMAN, R.; CALILI, R. F.; CUNHA, T. M.; ALBUQUERQUE, L. R. An integer programming model for the selection of pumped-hydro storage projects. Water Resources Research, 58, 2022.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas. p. 1-684, Projeto Estal, dezembro de 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota técnica EPE-DEE-NT-006/2019. Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis: metodologia e resultados para o estado do Rio de Janeiro, p.1-66, Rio de Janeiro, 2019.

____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, p.1-447, Brasília, 2021a.

HUNT, J. D.; BYERS, E.; WADA, Y.; PARKINSON, S.; GERNAAT, D. E. H. J.; LANGAN, S.; VAN VUUREN, D. P.; RIAHI, K. Global resource potential of seasonal pumped hydropower storage for energy and water storage. Nature Communications, v. 11, n. 1, p. 1-8, 2020.

IHA – International Hydropower Association. Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs. PSH International Forum. Capabilities, Costs and Innovation Working Group. September 2021.

JASIEWICZ, J.; STEPINSKI, T. F. Geomorphons - a pattern recognition approach to classification and mapping of landforms. Geomorphology, v. 182, p. 147–156, 2013.

JRC – JOINT RESEARCH CENTER. Strategic Energy Technology Information System (SETIS) expert workshop on the assessment of the potential of pumped hydropower storage. Report EU 25367 EN. JRC Technical Reports, 2012.

LU, B.; STOCKS, M.; BLAKERS, A.; ANDERSON, K. Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. Applied Energy, v. 222, p. 300–312, 2018.

PSR – Soluções e Consultoria em Energia Ltda. OptGen. Ferramenta computacional. Versão 7.4.49. 2022.

____. Soluções e Consultoria em Energia Ltda. HERA. Ferramenta computacional. Versão 1.3.1-dev18, agosto de 2021.

____. Proposição de metodologia para seleção de locais para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, n. PD-00678-0120/2020. Patrocinado pelas subsidiárias da EDF, CTG, ELERA além da LIGHT. Em elaboração para ANEEL, 2020.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 44, p. 586–598, 2015.

ROGEAU, A.; GIRARD, R.; KARINIOTAKIS, G. A generic GIS-based method for small Pumped Hydro Energy Storage (PHES) potential evaluation at large scale. Applied Energy, v. 197, p. 241–253, 2017.

MODELO TARIFÁRIO DE ENTRADA E SAÍDA NO SEGMENTO DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL: UMA ANÁLISE DA SUA APLICAÇÃO

Nathalia Alves Anes Rodrigues
Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

A indústria de gás natural brasileira está passando por uma transformação sem precedentes na direção de um mercado concorrencial. A mudança do modelo de alocação tarifária postal para o de entrada e saída é uma alteração que visa a consecução do objetivo de introduzir mais concorrência. O artigo pretende identificar que, observada a malha de infraestrutura brasileira e o mercado consumidor nacional de gás natural, com características de demanda e oferta concentrada, a mudança metodológica pode criar distorções na tarifa.

Palavras-chave: Gás natural; Transporte; Regulação; Alocação tarifária

ABSTRACT

The Brazilian natural gas industry is going through an unprecedented transformation towards a competitive market. The change from the postal model to an entry and exit system seeks to achieve the objective of introducing more competition. The article intends to identify that the methodological change can create tariff distortions. Due to the fact that Brazil has an infrastructure network and a national natural gas consumer market with demand and supply characteristics concentrated.

Keywords: Natural gas; Transport; Regulation; Tariff allocation

1. INTRODUÇÃO

A indústria de gás natural está passando por um momento de transição na direção de um mercado mais aberto, competitivo e dinâmico. É importante destacar que o processo de abertura dessa indústria tem início ainda na década

de 90. Em 1995 ocorreu a quebra do monopólio da União sobre as atividades de produção, processamento e transporte de gás natural e desde então houve sucessivas leis que regulamentaram o setor a fim de promover mais concorrência. Apesar disso, o que se verificou na prática foi a concentração das atividades da indústria de gás natural na figura da Petrobras. Nesse sentido, o que torna a atual conjuntura uma transformação sem precedentes e uma possibilidade de abertura efetiva do mercado de gás natural são dois fatores principais: o Termo de Compromisso de Cessação (TCC), firmado entre o CADE e a Petrobras; e os desinvestimentos da Petrobras.

O monopólio da Petrobras e sua verticalização permitiu à empresa eliminar os altos riscos associados a uma indústria de rede e realizar os investimentos iniciais necessários para o desenvolvimento de um mercado de gás, mas a desvantagem é não ter concorrência.

No entanto, a reforma da indústria de gás é um processo. O caminho para saída de um monopólio para concorrência envolve estágios a serem alcançados. Ademais, a indústria de gás natural brasileira encontra-se ainda em um estágio não maduro, há gargalos de infraestrutura, sobretudo, no que diz respeito aos gasodutos de escoamento.

O sistema tarifário do *midstream* teve um foco especial no movimento de abertura do mercado de gás, que ganhou força em 2016 com o programa Gás para Crescer. A partir das experiências internacionais na introdução de concorrência, surge a iniciativa de aplicar a mudança do regime postal para o de entrada e saída no Brasil.

A seção 1 deste artigo trata como a regulação tarifária está associada à promoção de investimentos e concorrência no segmento de transporte. É mostrado as formas de alocação tarifária, evidenciando os pontos positivos e negativos de cada uma. Em seguida, a seção 2 aponta as etapas para se alcançar o caminho da maturidade, refletindo assim se o modelo de entrada e saída é condizente com o atual estágio da indústria de gás brasileira. Por fim, na conclusão, é explicada a sequência do artigo.

2. REGULAÇÃO TARIFÁRIA DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O segmento de transporte de gás natural é uma indústria de infraestrutura, logo possui suas importantes características. Ou seja, exige investimentos intensos em capital com longos prazos de amortização, possui elevados custos afundados devido a especificidade dos ativos e é uma situação de monopólio natural. Dessa maneira, tendo em vista a reunião desses traços, as forças de mercado não são suficientes para levar a uma alocação eficiente. Portanto, é necessária a intervenção do Estado para garantir a infraestrutura fundamental para a sociedade e a regulação é um desses instrumentos estatais.

Segundo Viscusi, Harrington Jr. e Vernon (1995), a regulação econômica tipicamente se refere a restrições impostas pelo Estado nas decisões da firma sobre preço, quantidade e entrada e saída. Como é o objeto de estudo deste artigo, a regulação sobre o preço vai ser o foco. A regulação tarifária inicialmente tinha como sua principal função controlar o poder de mercado de segmentos com características de monopólio natural, fazendo com que o preço de monopólio fosse o mais próximo possível do preço de equilíbrio. Contudo, com a abertura e desverticalização da indústria, a regulação tarifária também passa a desempenhar papel fundamental no desenvolvimento de incentivos e garantias aos investimentos (Colomer, 2010). Nesse sentido, há o desafio de definir uma metodologia tarifária que ao mesmo tempo controle o poder de mercado e mantenha os incentivos aos investimentos e ganhos de eficiência.

No transporte de gás natural no Brasil, a regulação das tarifas ocorre em dois momentos. Primeiro, há a definição do nível tarifário para, em seguida, ter a alocação da tarifa. A determinação da primeira dimensão está mais relacionada à geração de efeitos na variável de investimentos, enquanto a segunda dimensão impacta mais a concorrência. Isso ocorre porque a primeira etapa é sobre identificar a tarifa que permite que a empresa recupere seus custos, incluindo o custo de oportunidade. Assim, atinge as decisões de investimentos dos agentes. Contudo, o interesse desse artigo é sobre o mecanismo de entrada e saída, portanto será dada ênfase à dimensão da alocação tarifária. De um modo geral, existem variados métodos de determinação e bases de cálculo para

as tarifas, os quais trazem diferentes vantagens e desvantagens e a escolha da combinação a ser utilizada vai precisar levar em conta o grau de desenvolvimento e maturação da rede.

A alocação tarifária está ligada a maneira como a tarifa, uma vez definido o nível tarifário, vai ser repartida entre os diferentes usuários da rede. Existem três principais formas de alocar a tarifa: i) distância; ii) postal; iii) entrada e saída.

A tarifação com base na primeira maneira está associada à distância percorrida entre o produtor e o consumidor. Sua vantagem principal é refletir os custos fixos e variáveis do transporte, sinalizando assim sinais de preço alinhados ao custo real. A adoção é recomendada para gasodutos longos e unidirecionais. Por outro lado, suas desvantagens são a refletividade de custo que não funciona muito bem para sistemas complexos (meshed networks) e o não estímulo ao desenvolvimento de mercados de gás em regiões distantes dos centros de produção porque o preço não chegaria competitivo.

A tarifa postal reparte os custos de transporte indistintamente entre os carregadores. Nesse sentido, ela independe da distância percorrida pelo gás e todos os carregadores pagam a mesma tarifa por m^3 transportado. O objetivo é evitar grandes assimetrias entre os consumidores. Seu ponto positivo também pode representar um aspecto negativo. Isso ocorre porque a tarifa postal pode viabilizar o gás natural em lugares mais distantes, levando a um aumento de demanda que permite a melhor exploração das economias de escalas. Porém, há subsídios cruzados, ou seja, uma classe de consumidores paga preços mais elevados para subsidiar um grupo específico, nesse caso, os consumidores próximos dos pontos de suprimento pagam para levar o gás às regiões mais afastadas. Quando esses subsídios cruzados são maiores que as economias de escala gera ineficiências econômicas importantes (Almeida e Colomer, 2013).

A terceira forma de alocação mencionada ocorre com a separação da tarifa em dois momentos: entrada e saída. As tarifas são específicas para cada ponto de injeção (entrada) e retirada (saída) de gás. Os carregadores podem contratar capacidade de entrada e/ou saída no sistema, possibilitando assim a não necessidade do comprometimento com a contratação de capacidade

equivalente de saída ou entrada. Essas características mencionadas fazem com que a principal vantagem da entrada e saída seja a maior liquidez que pode ser oferecida, tendo assim maiores estímulos à entrada de novos carregadores e, consequentemente, beneficiando a concorrência. No entanto, as tarifas de entrada e saída podem variar muito em cada ponto da rede e aqueles pontos com falta de capacidade serão remunerados com uma tarifa maior (Almeida e Colomer, 2013). A tarifa de entrada e saída foi muito utilizada nos países que buscam incrementar a concorrência, com destaque para a experiência europeia e norte-americana.

Foram mencionadas acima as formas puras de tarifação, porém as combinações desses três tipos, na prática, são mais utilizadas. A tarifa de entrada e saída possui as seguintes formas de mesclagem: postal, capacidade ponderada pela distância e matricial (fluxo ótimo). No Brasil, como forma de suavizar a transição do modelo postal para o de entrada e saída foi adotado um modelo híbrido. Nos contratos do GASBOL existe uma parcela de tarifa postal e outra pela metodologia de Distância Ponderada pela Capacidade (CWD), tendo uma diminuição gradual do componente postal ao longo dos anos. A entrada e saída com componente de Distância Ponderada pela Capacidade (CWD) busca refletir a proxy do uso efetivo do gasoduto pelo carregador, estimulando a eficiência de uso.

Contudo, a escolha pela alocação por entrada e saída é apenas o primeiro passo, é preciso ainda decidir o quanto da receita total será proveniente dos pontos de entrada e o quanto virá das tarifas de saída.

3. DESVERTICALIZAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

O segmento de transporte de gás natural é uma indústria de rede, desse modo, apresenta barreiras estruturais à entrada e elevada interdependência física e contratual com os segmentos a montante e a jusante da cadeia produtiva. As estruturas de rede são marcadas por características de investimentos de risco muito grande devido ao elevado tempo de retorno do capital, elevadas economias de escala e especificidade de ativos. Além disso, são altos os custos

de transação causados pela forte interdependência física dos agentes. Nesse sentido, a indústria de rede não pode ser considerada como outra qualquer, é preciso reconhecer que há uma lógica de competição particular e que os riscos dos investimentos são maiores. Portanto, a integração vertical é uma tendência natural desses setores a fim da redução dos riscos e dos custos de transação.

No Brasil, a Petrobras foi a empresa incumbente, verticalmente integrada, que assumiu os riscos e fez os investimentos iniciais necessários para o desenvolvimento de um mercado de gás. Apesar da Petrobras não ser um monopólio legal desde 1995, a empresa se mantém como principal figura do setor até hoje. Contudo, a alienação de seus ativos em diferentes elos da cadeia de gás, reposicionamento estratégico da empresa com foco no upstream e os esforços governamentais com reformas institucionais e regulatórias fazem com que a indústria de gás natural brasileira esteja passando por um momento único de transformação. A introdução de mecanismos concorrenciais é o principal objetivo dos programas federais - Gás para Crescer (2016) e Novo Mercado de Gás (2020) - para a indústria de gás natural brasileira.

A transição de um ambiente de monopólio para um mercado concorrencial impõe necessidades de reformas regulatórias. Existem etapas até o alcance de um mercado competitivo. Segundo Heather (2015), existe um “caminho para a maturidade” que se inicia com o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais até o desenvolvimento de um mercado de balcão e outros instrumentos financeiros, processo esse que dura anos. Além disso, a Agência Internacional de Energia (EIA) também já ilustrou os estágios para o desenvolvimento da competição gás-gás, conforme mostra a figura 1.

Figura 1 – Estágios do desenvolvimento da concorrência gás-gás
Fonte: Elaboração própria a partir da EIA (2012)

As infraestruturas de movimentação representam um ponto nevrálgico, a regulação da sua operação, do seu funcionamento e, sobretudo, do acesso de terceiros à rede são cruciais para a desverticalização. Nesse sentido, os programas federais mencionados e a Nova Lei do Gás (Lei N° 14.134/21) procuram resolver essas questões do midstream a partir de regras mais modernas e com base nos processos de liberalização internacionais. A introdução do modelo de entrada e saída na alocação das tarifas é um dos pontos vistos como fundamentais para introdução de forças competitivas e que teve sucesso nas experiências internacionais.

Contudo, é importante identificar que existem diferenças cruciais entre o caso brasileiro e as experiências internacionais de liberalização. A maturidade do mercado, o papel da empresa incumbente e as infraestruturas disponíveis são aspectos relevantes que distinguem o momento de início do processo de reforma (Almeida et al, 2021). A participação do gás na matriz energética brasileira de consumo primário é de 10%, enquanto na Espanha o percentual é de 24%, nos EUA é 34% e na Argentina totaliza 50% (BP,2021). A malha de

gasodutos de transporte brasileira é de 9.409 km, já a nossa vizinha latina americana Argentina possui 16.000 km. Portanto, não é preciso ir muito longe para perceber o quanto a indústria de gás natural brasileira é incipiente e pouco madura, ainda mais quando levado em conta as dimensões continentais do território nacional.

Nesse sentido, o desafio para o mercado brasileiro é ainda maior porque precisa conciliar as elevadas necessidades de expansão das infraestruturas essenciais com o incentivo à concorrência, o que pode representar objetivos conflitantes. Isso ocorre porque o desenvolvimento de mercado competitivos tem como consequência o aumento do número de transações e do uso da rede, exigindo assim disponibilidade de capacidade ociosa e amortização das infraestruturas.

A competição pode ser vista como o meio mais rápido e eficiente de aumentar a qualidade e abaixar os custos de serviços públicos. Contudo, é problemático quando é inserida a concorrência como meta por si só. Segundo Possas, Pondé e Fagundes (1997): "O objetivo central da regulação econômica não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes".

A teoria das falhas de mercado justifica a intervenção do Estado de forma indireta com a regulação, mas é preciso pontuar que essa teoria não dimensiona a total complexidade do ambiente. Os elaboradores de políticas públicas não são guiados pela pureza teórica, mas sim por cálculos políticos. Dessa maneira, as intervenções do Estado não se dão somente pelo fator técnico e são reflexos de uma estrutura política de diferentes grupos de interesse, resultante das forças políticas entre os agentes.

O objetivo de fazer um mercado competitivo de gás parece ser menos do Ministério de Minas e Energia e mais da equipe econômica que enxerga essa ferramenta como a forma geral para solucionar questões de todos os outros setores. Nesse sentido, é preciso atentar para os fundamentos técnicos e econômicos específicos da energia para lidar com esse ambiente complexo. O Ministério da Economia parece perseguir a concorrência como um fim em si

mesmo, porém é primordial um olhar integrado e holístico dentro do contexto energético para entender as necessidades de uma indústria tão específica quanto a de gás natural.

Portanto, é necessário identificar se a introdução do regime de entrada e saída a fim de obter os efeitos sobre os incentivos à concorrência é coerente com uma rede não madura como a observada no Brasil. É fundamental que as etapas não sejam puladas e o grau de desenvolvimento dos mercados de gás natural sejam acompanhados para que os objetivos sejam de fato conquistados.

4. CONCLUSÃO

O próximo passo deste artigo é apresentar a simulação da metodologia de entrada e saída no GASBOL para entender o impacto nas tarifas. O modelo de cálculo tarifário é disponibilizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além disso, será feita a análise dos resultados obtidos.

As sinalizações de mercado que uma forma de alocação tarifária pode fornecer é capaz de redirecionar a demanda de capacidade de transporte. Nesse sentido, é possível que haja o estímulo ou inibição de desenvolvimento de alguns trechos da malha.

A conclusão preliminar do estudo é que as elevadas assimetrias de entrada e saída existentes nos diferentes pontos de injeção e retirada de gás natural, característica do GASBOL, trazem importantes distorções tarifárias quando aplicado o modelo de entrada e saída, causando efeitos negativos quanto a incentivos de investimentos e de concorrência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. (2016). Parcela do preço referente ao transporte prevista no contrato de compra e venda de gás natural para fins de registro do contrato na ANP: cronograma de aplicação de metodologias de cálculo para alocação dos custos

de transporte. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br>. Acesso em: 11 mar. 2022.

ALMEIDA, E. L.; COLOMER, M. A indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ALMEIDA, E. L; PRADE, Y. C.; ALMEIDA, J. R. Flexibilidade na indústria de gás natural: mecanismos e estratégias para apoiar a concorrência no mercado brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia, 2021.

BP. (2021). Statistical Review of World Energy. Disponível em: <www.bp.com>. Acesso em: 22 abr. 2022.

COLOMER, M. F. Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro. Tese de doutorado. Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

HEATHER, P. (2015). The evolution of European traded gas hubs. OIES PAPER: NG 104. Dezembro, 2015.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY – IEA. (2012). Gas pricing and regulation: Chinas's Challenges and IEA Experience. Partner Country Series. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 22 abr. 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. (2021). Novo mercado de gás. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br>. Acesso em: 10 de fev. de 2022.

POSSAS, M.L.; PONDE, J.L.S.P.; FAGUNDES, J. Regulação da concorrência dos setores de infraestrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. Brasília: IPEA, 1997.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON, J. E.; VERNON, J.M. Economics of regulation and antitrust. 4th ed. Massachusetts: MIT Press, 2005.

WILLIAMSON, O. E. The economic institutions of capitalism. New York: Free Press, 1985.

MODELOS DE ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS NA AMAZÔNIA: EXPERIÊNCIAS, USOS E APRENDIZADOS PARA POLÍTICAS PÚBLICAS

Alessandra Mathyas[1]; Marcelo Langer[2]

[1]Rede Energia & Comunidades; [2]Universidade Federal do Paraná

RESUMO

Um dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) – o de número 7 – trata do acesso universal à energia segura e limpa. O Brasil ainda está entre os países com mais de um milhão de pessoas sem acesso à energia elétrica. A maioria dessa população está localizada na região Amazônica, onde a geografia torna inviáveis as linhas de distribuição e é preciso usar geração de energia descentralizada. Por isso, os sistemas isolados e remotos são predominantemente abastecidos com combustível fóssil. Neste artigo são apresentadas algumas experiências de eletrificação, tanto por meio de programas públicos como por iniciativas pontuais de universidades, empresas e organizações não governamentais. E a partir dessas experiências, buscou-se apontar possibilidades de melhorias em políticas públicas, bem como, sugerir recomendações para os atuais programas de universalização da energia elétrica para que sejam mais inclusivos, diversifiquem as fontes energética e sejam mais participativos.

Palavras-chave: Acesso à energia. Energias renováveis. Região Amazônica. Inclusão Social. Políticas Públicas.

ABSTRACT

One of the Sustainable Development Goals (SDGs) – number 7 – deals with universal access to safe and clean energy. Brazil is among the countries with more than one million people without access to energy. Most of this population is in the Amazon region, where geography makes distribution lines unfeasible, and it is necessary to use decentralized energy. However, isolated and remote

systems are predominantly fueled with fossil fuel. In this article, were presented some electrification experiences carried out in the North of Brazil, for public programs and through specific initiatives of universities, companies and non-governmental organizations. And from these experiences, it was sought to point out possibilities for improvements in public policies, as well as suggest recommendations for current energy access programs so that they are more inclusive, adopting diversified energy sources and promoting a more participatory process.

Keywords: Energy Policies.access. Renewable energy. Amazon region. Social Inclusion. Public

1. INTRODUÇÃO

Chegando já na segunda década do Século XXI, o Brasil ainda registra ao menos um milhão de cidadãos do Norte do país sem acesso à energia por redes convencionais (INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE, 2020; JURASZEK JUNIOR, 2020). São brasileiros que, para ter luz à noite, fazem uso de geradores a combustão ou até lenha. Ao mesmo tempo, o Estado Brasileiro está comprometido com as metas de universalização no acesso à energia elétrica até 2030, mas repetidas vezes comunica que dificilmente conseguirá cumprir o que se propôs pela dificuldade logística para se chegar às comunidades mais remotas sem energia no país. A justificativa mais recente para este atraso é a pandemia, que comprometeu a chegada de insumos para os projetos[1].

Independente das justificativas, fato é que repetidos programas públicos de eletrificação rural e universalização não vêm conseguindo cumprir suas metas e por isso, costumam ser postergados sem penalizações pela ineficiência[2].

[1] Pandemia adia metas de universalização de energia no país. https://economia.uol.com.br/noticias/estadao-conteudo/2020/12/25/pandemia-adia-metas-de-universalizacao-de-energia-no-pais.htm Acesso em 19 jul 2021

[2] Vale destacar que as metas sempre foram subestimadas. O próprio Luz para Todos, começou com uma meta inicial e a cada ano, ao encontrar mais pessoas sem energia, foi aumentando a meta e prorrogando o prazo. Seria então uma falha nos dados primários do Governo Federal e das prefeituras?

Enquanto isso, inúmeros projetos vêm sendo desenvolvidos para mostrar viabilidade econômica, técnica, ambiental e social de diferentes fontes de energias renováveis para esta população remota. Algumas recentemente foram incorporadas ao Programa Mais Luz para a Amazônia pelo Decreto nº 10.221/2020 (BRASIL. 2020), como energia solar fotovoltaica para usos produtivos. Mas outras tecnologias, mesmo brasileiras, sequer são incentivadas pelos programas públicos e raramente ultrapassam os muros acadêmicos ou as poucas comunidades que as testaram e as aprovaram.

Este artigo mostra o avanço e aponta falhas dos programas federais e destaca iniciativas que deram certo. E a partir delas, apresenta sugestões para melhoria dos atuais programas e futuras políticas públicas de energia que de fato geram inclusão e renda com participação social para impulsionar o dinamismo econômico local.

2. PROGRAMAS PÚBLICOS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

Alguns estados desenvolveram seus próprios programas de eletrificação, mas para este artigo, nos manteremos nos quatro principais programas federais até então. O primeiro é o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, de 1994, que atuou com instalação de microssistemas energéticos de produção com de energia solar fotovoltaica para promover o aproveitamento de fontes de energia descentralizadas no "suprimento aos pequenos produtores, núcleos de colonização e às populações isoladas". A responsabilidade foi integralmente da Eletrobras e suas subsidiárias e o programa não tinha um caráter universal e sim foco em usos coletivos. Foram registrados muitos problemas operacionais[3].

[3] Entre as falhas do programa estão a abordagem *top-down*, falta de esquema para recuperação dos custos e falta de responsabilidade das comunidades e dos Estados pelos equipamentos além da ausência de coordenação para expansão das redes, o que fez com que 46% dos sistemas instalados fossem perdidos e 36% deixaram de funcionar ainda no 1º ano (VIERA, PEDROZO, 2015).

Ao findar de 1999 foi lançado o Programa Nacional de Eletrificação Rural – Luz no Campo"[4]. Os dados para a política pública foram do Censo Agropecuário 1995/1996, que demonstrava que somente 39% das propriedades rurais tinham serviço de energia elétrica. E mesmo nas localidades atendidas, havia uma grande queixa pela qualidade do atendimento. Uma das críticas ao programa é que o custo pelo serviço de distribuição caberia aos beneficiários e muitos agricultores não tinham condições à época de arcar pelo serviço.

Em 2003 chegou o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos, incorporando os anteriores. Inicialmente priorizou o atendimento por linhas de distribuição. À medida que a rede chegava às comunidades, os sistemas descentralizados instalados anteriormente no PRODEEM foram recolhidos. Sistemas remotos foram mantidos somente em regiões que não poderiam ser atendidas pela rede de distribuição convencional. Mesmo com as polêmicas iniciais sobre a "paternidade" do programa[5], o Luz para Todos é considerado exitoso por ter levado energia a mais de 16 milhões de brasileiros. E isso se deve à Lei 10438/2002[6], que, entre outras questões, definiu a fonte de recursos para o programa – a Conta de Desenvolvimento Energético, constituída a partir da contribuição de todos os usuários de energia do sistema. Com isso não mais haveria a cobrança antecipada ao beneficiário. O LpT ainda está ativo, mas dificilmente dará conta da demanda ainda existente, a continuar nos moldes atuais. O programa vem sendo prorrogado há alguns anos, mas a orientação é

[4] BRASIL. Decreto de 2/12/1999. Institui o Programa Nacional de Eletrificação Rural "Luz no Campo" e dá outras providências. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/dnn/anterior%20a%202000/1999/dnn8715.htm Acesso em 15 ago 2021

[5] SENADO FEDERAL. **Tourinho: "Luz para Todos é o Luz no Campo".** Disponível em https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2003/11/12/tourinho-luz-para-todos-e-o-luz-no-campo Acesso 21 Set 2021

[6] BRASIL. Lei 10438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm Acesso 18 out 2021

que ele termine em dezembro de 2022 atendendo 428 mil famílias[7], não só na região Norte.

O mais recente é o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal - Mais Luz para a Amazônia, de 2020[8], com prazo até dezembro de 2022. No seu lançamento, previa o atendimento a 78.543 famílias. No entanto, quando as empresas foram a campo realizar o levantamento, percebeu-se que a demanda era muito maior. E por isso, em julho de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou o aumento da meta de beneficiários para 219.221[9]. Com a pandemia, o primeiro ano do programa não resultou em instalações e 2021 ficou abaixo das metas, o que também indica que ele não conseguirá cumprir o planejamento até fim de 2022. O próprio Ministério de Minas e Energia já vinha trabalhando com o horizonte de 2030 e mesmo assim, assumindo a dificuldade de se chegar a 100% de universalização[10]. Os termos de compromisso assinados pelas distribuidoras em 2020 no âmbito do MLA[11] mostram essa defasagem da primeira meta do programa, somando menos de 31 mil instalações de uma intenção inicial de quase 78 mil.

Quadro 1 – MLA: Termos de compromisso entre MME e concessionárias

[7] Prazo de conclusão do 'Luz para Todos' está mantido, afirmam representantes do governo. https://www.camara.leg.br/noticias/775872-prazo-de-conclusao-do-'luz-para-todos-esta-mantido-afirmam-representantes-do-governo Acesso 04 ago 2021

[8] BRASIL. Decreto nº 10.221/2020. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal - Mais Luz para a Amazônia. https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.221-de-5-de-fevereiro-de-2020-241828428 Acesso 19 jul 2021

[9] ANEEL aumenta o número de famílias atendidas pelo Mais Luz para a Amazônia. Disponível em https://canalsolar.com.br/aneel-aumenta-o-numero-de-familias-atendidas-pelo-mais-luz-para-a-amazonia/ Acesso 16 set 2021.

[10] Governo prevê prazo de 7 a 10 anos para que luz chegue a 72 mil famílias da Amazônia. https://www.camara.leg.br/noticias/617876-governo-preve-prazo-de-7-a-10-anos-para-que-luz-chegue-a-72-mil-familias-da-amazonia/ Acesso 16 set 2021

[11] Termos disponíveis em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/copy2_of_programa-de-eletrificacao-rural/acompanhamento-dos-atendimentos-nos-estados Acesso 16 set 2021

EMPRESA	ESTADO	FORMA DE ATENDIMENTO	2020	2021	2022	TOTAL
ENERGISA	TO	Sistemas de Geração		200	386	586
RORAIMA ENERGIA	RR	Sistemas de Geração		3871	3872	7743
ENERGISA	RO	Sistemas de geração		300	600	900
EQUATORIAL	MA	Sistemas de geração		1825	-	1825
CEA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	AP	Sistemas de geração		678	1846	2524
EQUATORIAL	PA	Sistemas de geração	205	6248	4500	10953
ENERGISA	AC	Sistemas de geração		110	300	410
AMAZONAS ENERGIA	AM	Sistemas de geração	78	1296	3084	4458
TOTAL DE SISTEMAS			**30.767**			

FONTE: A autora, com base nos Termos de Compromisso firmados (2021)

3. ELETRIFICAÇÃO RURAL X DESENVOLVIMENTO LOCAL

Ainda que bem-intencionados, todos os programas mencionados cometeram o mesmo erro, que foram de eletrificação rural, não de desenvolvimento, como sugerem os textos de seus decretos de criação. A energia por si é uma ferramenta para isso, mas sozinha e sem estar inserida em ações estruturantes ela pode até levar problemas em vez de soluções.

O desenvolvimento local e regional leva em consideração o envolvimento de vários *players* (atores sociais), que vai do poder público local e estadual, passando pelo setor privado, pela oferta de suprimentos e boas condições de venda e serviço de pós-venda, pela qualificação profissional, pela participação social e comunitária nas decisões. Sem essa integração de entes, o que chega aos beneficiários é mais uma conta para ser paga – a de energia, deslocada de orientações sobre seu uso e melhor aproveitamento para diversificação de economia e renda.

A Eletrobras já vinha entendendo essa demanda comunitária e firmou uma Cooperação Técnica com o Instituto Interamericano de Cooperação para a Agricultura (IICA) no sentido de desenvolver modelos temáticos para potencializar o uso produtivo da energia elétrica em diferentes setores. De concreto foi publicada uma série de manuais para subsidiar a criação de Centros Comunitários de Produção (CCPs). Até 2018 haviam sido implantados 26 CCPs, apenas um na Região Norte, para resfriamento de leite[12]. O MME não dispunha de recursos para implantar a iniciativa em larga escala e caberia aos governos estaduais e municipais difundirem e replicarem a solução. Não há informações de continuidade dessa iniciativa.

Paralelo às ações governamentais, organizações da sociedade civil, ao longo das duas últimas décadas, vêm desenvolvendo pilotos na Amazônia, integrando a energia renovável a modelos de negócios e soluções comunitárias[13]. Mas, ainda que bem planejados a partir da demanda existente e desejo futuro de equipamentos elétricos, a maioria desses projetos pode incorrer em insucesso se não houver na região uma cadeia de valor bem estruturada, por meio de arranjos produtivos locais (APLs). Regiões e municípios que foram por este caminho trilharam bons frutos[14].

Não faz sentido ter que recorrer a empresas e profissionais em outros estados para solucionar questões energéticas simples. Por isso, mais que pilotos, é preciso que políticas públicas assegurem para o setor de renováveis (e não apenas para solar fotovoltaica), capacidade técnica para manutenção, revendas de equipamentos e suprimentos de reposição e mesmo o compromisso

[12] ELETROBRAS. **Mapeamento dos Centros Comunitários de Produção implantados com apoio da Eletrobrás.** https://eletrobras.com/pt/ResponsabilidadeSocial/CCPs%20Eletrobras.pdf. Acesso: 16 set 2021

[13] A maioria dessas experiências de ONGs estão reunidas no site www.energiaecomunidades.com.br e, no âmbito acadêmico, o Centro de Desenvolvimento Energético Amazônico também é o repositório de pesquisas com fontes renováveis, como etanol de mandioca, biogás e solar fotovoltaica (www.cdeam.ufam.edu.br)

[14] Aqui citam-se dois APLs para renováveis com focos distintos. Um realizado no contexto de comunidades isoladas no Norte, com enfoque mais de iluminação (http://www.ideaas.org.br/?page_id=262) e outro já bastante robusto, na região de Sorocaba/SP, que fortaleceu a cadeia de energia solar fotovoltaica nos últimos anos (https://inforchannel.com.br/2018/12/26/acordo-estabelece-arranjo-produtivo-local-de-energias-renovaveis/). Acesso: 17 set 2021

público de manutenção do serviço, visto que eletricidade constitucionalmente é um serviço oferecido pelo Estado, que precisa garantir as condições para isso.

Uma iniciativa recente nessa direção tem sido das concessionárias do Grupo Energisa, nos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso. Ao perceber que os dados públicos (Funai, ICMBio, IBGE) sobre a população sem acesso à energia estavam muito defasados para a operacionalização do MLA, a empresa abriu um processo para realização de diagnóstico aprofundado e em campo, tentando criar um diálogo prévio com as comunidades e entidades representativas dos povos indígenas para informar sobre o processo e suas etapas. Isso é um avanço, mas ainda não é seguir exatamente os protocolos de consulta livre, prévia e informada definidos por cada povo.

4. RECOMENDAÇÕES PARA POLÍTICAS PÚBLICAS

Desenvolver-se é romper com as estruturas anteriores. E somente com políticas públicas bem estruturadas, que captem as reais necessidades, é que os benefícios da eletrificação rural de fato trarão desenvolvimento local para melhoria da vida de todos. Se hoje a geração distribuída de energia com fontes renováveis, principalmente a solar fotovoltaica, produzida próxima ao local de consumo, já é realidade na maioria dos centros urbanos[15], ela é muito pequena nas cidades do interior e principalmente, nas regiões remotas. Isso porque não há a participação das gestões dos municípios nem dos beneficiários nessas decisões das políticas públicas.

A comunicação de como buscar seus direitos, como ter energia 24 horas em casa, não chega a quem vive de forma isolada inclusive dos meios convencionais de informação. Não há campanhas de esclarecimento orientativas por rádio ou mesmo redes sociais, como o *WhatsApp*, ferramenta tão usada por todos no momento. Assim, é preciso que as políticas públicas sejam integradas e as pessoas possam participar das decisões sobre o que querem para suas vidas e suas comunidades. Há programas em andamento em diferentes

[15] Neste infográfico é possível acompanhar a evolução da tecnologia solar fotovoltaica no país mês a mês. Disponível em https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/ Acesso 16 set 2021

ministérios (Minas e Energia, Cidadania, Agricultura para citar alguns)[16] que devem estar articulados entre si.

O próprio Luz para Todos (LpT) só pode levar energia se a demanda energética já existir. Mas o Ministério da Agricultura e os bancos que financiam a agricultura familiar não autorizam ações ou crédito em uma localidade que precisa da energia para um maquinário solicitado. É a típica situação "do que vem antes, o ovo ou a galinha". Como resolver essa desarticulação intergovernamental?

Um caminho pode ser a estruturação de Programas Energéticos Regionais, trazendo o protagonismo para prefeituras e Conselhos Municipais de Energia (INEDES; WWF, 2021) na definição de prioridades que passam pela oferta de energia. O outro, é a reativação e melhoria de conselhos de acompanhamento de execução dos programas.

Outra recomendação é uma revisão dos programas de universalização e seus manuais de operacionalização[17], envolvendo as comunidades em todo o processo para que as soluções apresentadas reflitam a expectativa dentro dos custos e resultados esperados. Hoje, as distribuidoras recebem do Governo Federal, via CDE, um valor considerável a título de manutenção por unidade consumidora atendida.

Facilitar a realização de contratos de operação e manutenção com os agentes executores é mais uma ação que beneficiaria comunidades e famílias que querem se antecipar ao cronograma do Governo e adquirirem seus próprios sistemas de energia. É fundamental que os beneficiários que pagaram

[16] Pelo Ministério de Agricultura, Abastecimento e Pecuária, há o Programa Bioeconomia Brasil, que visa fomentar cadeias de bioeconomia extrativista em todos os biomas e para isso, um de seus pilares é disponibilizar energia (https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/camaras-setoriais-tematicas/documentos/camaras-setoriais/hortalicas/2019/58a-ro/bioeconomia-dep-saf-mapa.pdf). Essa demanda deve estar articulada aos programas de eletrificação rural e acesso à energia. No Ministério da Cidadania, há o programa Cisternas, de abastecimento de água, que precisa de bombeamento elétrico e pode ser por renováveis. Durante a pandemia do Corona Virus, a necessidade do acesso à agua ficou ainda mais evidente (https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2020/dezembro/regiao-norte-recebe-r-86-milhoes-para-garantir-agua-potavel-a-2-300-escolas-da-zona-rural)

[17] É nos manuais de operacionalização que está definida toda a estrutura organizacional e operacional de um programa público como os de universalização de energia no Brasil. Neles estão descritos os critérios técnicos, financeiros, os procedimentos, quem é o público a ser beneficiado e as prioridades que serão aplicadas durante o prazo de vigência do programa.

antecipadamente pela energia possam ser recompensados por suas iniciativas, tendo um contrato de manutenção justo, sem ter que passar para a executora a titularidade dos sistemas.

Além disso, até o momento, são poucos os bancos que oferecem seguro para pequenas usinas renováveis, sobretudo as situadas em áreas remotas. Um contrato com a concessionária traria uma segurança presente e futura de que o investimento privado comunitário ou familiar estará garantido por muitos anos.

Por fim, dado o grande potencial energético de biomassa na Amazônia, é importante que os programas de universalização levem em conta os princípios da economia circular buscando soluções da região já testadas em campo e aprovadas. Assim, arranjos produtivos locais poderão ser criados e serão capazes de manter o abastecimento e a assistência técnica de forma perene, com sistemas de pós-venda e logística reversa fortalecidos.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Todos os programas de eletrificação rural aqui destacados vislumbram o desenvolvimento regional a partir da energia. Mas o que se verificou na prática é que eles não alcançaram esse objetivo, talvez por terem sido pensados de forma centralizada em Brasília e executados nos territórios que não tiveram a oportunidade de opinar se tais soluções eram o que essas populações de fato queriam. Pode-se dizer que o problema dos programas citados aqui está na origem. A elaboração de políticas públicas eficazes e eficientes precisa envolver vários agentes, desde a concepção até sua implantação e monitoramento, fazendo ajustes ao longo do processo sempre que for necessário. Sem considerar esses aprendizados, certamente outras iniciativas tenderão a replicar os problemas e ampliar a frustração de quem precisa da política pública.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Decreto de 27 de dezembro de 1994. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/dnn/anterior_a_2000/1994/Dnn2793.htm Acesso 19 jul 2021

BRASIL. Decreto de 2/12/1999. Disponível: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/dnn/anterior%20a%202000/1999/dnn8715.htm . Acesso em: 15 ago 2021

BRASIL. Lei 10438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm. Acesso: 18 out 2021

BRASIL: Decreto 4.873/2003. Disponível em: https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=DEC&numero=4873&ano=2003&ato=6bbkXUE5EeRpWT8d6. Acesso: 19 jul 2021

BRASIL. Decreto nº 10.221/2020. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.221-de-5-de-fevereiro-de-2020-241828428. Acesso: 19 jul 2021

BRASIL Ministério de Minas e Energia. Manual de Operacionalização do Programa Mais Luz para a Amazônia. Disponível em: https://bit.ly/3AlTpG0 Acesso: 16 set 2021

ELETROBRAS. Mapeamento dos Centros Comunitários de Produção implantados com apoio da Eletrobrás. Disponível em: https://eletrobras.com/pt/ResponsabilidadeSocial/CCPs%20Eletrobras.pdf Acesso: 16 set 2021

JURASZEK JUNIOR, J. J. Redução da Emissão de GEE na geração de energia elétrica em sistemas isolados pela utilização de microgrids e fontes renováveis. 52 f. Monografia (MBA de Gestão Estratégica de Energias Renováveis e Biocombustíveis) Setor de Ciências Agrárias Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2020

LEITE, Camila. SOUSA, Vinícius. Exclusão elétrica na Amazônia Legal: quem ainda está sem acesso à energia elétrica? Instituto de Energia e Meio Ambiente – IEMA, 2019. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2021/02/relatorio-amazonia-2021-bx.pdf . Acesso: 19 jul 2021

SOUZA, Rubem et al. Políticas energéticas regionais: guias para internalizar o uso de energias renováveis e eficiência energética na gestão pública. INEDES/WWF-Brasil, 2021. Disponível em: https://wwfbr.awsassets.panda.org/downloads/politicasenergeticas_pronto__1__1_1_1_1.pdf. Acesso: 10 jul 2021

VIEIRA, H. C; PEDROZO, E. A. Eletrificação na Amazônia brasileira: contexto e possibilidades rumo ao desenvolvimento local. XVII Engema – Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente. São Paulo: USP, 2015 Disponível em: http://engemausp.submissao.com.br/17/anais/arquivos/382.pdf Acesso: 18 out 2021.

MONITORAMENTO DE PROCESSOS DE FERMENTAÇÃO ALCOÓLICA: REVISÃO

Diana Aline Gomes[1]; Renam Luis Acorsi[1]; Matheus Gritzenco de Giovanni[1]; José Eduardo Olivo[1]; Oswaldo Curty da Motta Lima[1]; Cid Marcos Gonçalves Andrade[1]

[1]*Universidade Estadual de Maringá*

RESUMO

O poluente atmosférico é toda forma de matéria em concentração ou características em desacordo com os níveis estabelecidos em legislação. Este tipo de poluição causa sérios impactos não só na vida humana, como também na vida animal e vegetal. As fontes veiculares têm tido uma participação acentuada na degradação da qualidade do ar, especialmente nos grandes centros urbanos. O material particulado emitido pelos veículos contém uma variedade de espécies orgânicas e inorgânicas. Frente a esse problema, a utilização do etanol a partir da cana-de-açúcar reduz a emissão de gases poluentes e menos particulados respiráveis. Analisando os aspectos gerais do etanol, o uso do etanol como combustível no Brasil reduz a dependência de combustíveis fósseis importados, apresenta menor emissão de poluentes e parte dos mesmos resultantes da queima do etanol é reabsorvida no ciclo de crescimento da cana-de-açúcar. E os resíduos das usinas são totalmente reaproveitados na lavoura e na indústria, além de geração de empregos, sobretudo no campo, diminuindo o êxodo rural. Nesse cenário, tecnologias capazes de melhorar a produção do setor ganham importância fundamental no país. O presente trabalho teve como objetivo uma revisão bibliográfica sobre o monitoramento de processos da fermentação alcoólica.

Palavras-chave: Biocombustíveis; Fermentação alcoólica; Monitoramento; Processamento de imagem.

ABSTRACT

The air pollutant is any form of matter in concentration or characteristics that do not comply with the levels established in legislation. This type of pollution causes

serious impacts not only on human life, but also on animal and plant life. Vehicular sources have played an important role in the degradation of air quality, especially in large urban centers. The particulate matter emitted by vehicles contains a variety of organic and inorganic species. Faced with this problem, the use of ethanol from sugarcane reduces the emission of polluting gases and less respirable particulates. Analyzing the general aspects of ethanol, the use of ethanol as a fuel in Brazil reduces dependence on imported fossil fuels, presents lower emission of pollutants and part of the same resulting from the burning of ethanol is reabsorbed in the sugarcane growth cycle. And the residues from the plants are totally reused in farming and in industry, in addition to generating jobs, especially in the countryside, reducing the rural exodus. In this scenario, technologies capable of improving the sector's production gain fundamental importance in the country. The present work aimed at a literature review on the monitoring of alcoholic fermentation processes.

Keywords: Biofuels; Alcoholic Fermentation; Monitoring; Image Processing.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento do consumo de energia no mundo tem acelerado as mudanças climáticas e provocado alterações nos processos naturais e impactando negativamente a qualidade ambiental. Gerando poluição atmosférica, poluição das águas, poluição dos solos, poluição sonora, desmatamentos florestais e redução de áreas verdes. A grande aglomeração de pessoas nas cidades, quando essas não disponibilizam infraestrutura suficiente para a população, gera uma série de dificuldades de ordem socioambiental (KAUFFMANN, 2003; MARICATO, 2003; ROLNIK et al, 2011).

No processo de fabricação do etanol, microrganismos atuam degradando os açucares e transformando-os primordialmente em etanol, através dos chamados processos biotecnológicos. A realização do monitoramento de um processo bioquímico está intrinsecamente ligada ao quanto de informação se tem sobre o sistema estudado, pois conhecendo os parâmetros que interferem

no processo, se pode atuar nas variáveis do processo com a finalidade de tornar ótima a sua condição de operação.

Baseado no exposto, o presente trabalho apresenta como objetivo geral estudar o monitoramento do processo de fermentação na produção de etanol. Diversos fatores como temperatura, pressão osmótica, pH, oxigenação, nutrientes minerais e orgânicos, inibidores, concentração da levedura, contaminação bacteriana afetam o rendimento da fermentação. Atualmente as formas de monitoramento do desenvolvimento de processos bioquímicos são feitas, normalmente, de maneira off-line, o que dificulta a utilização destes dados para a otimização e controle destes processos. Aqui propomos o desenvolvimento de uma forma para o monitoramento do crescimento de microrganismos de um processo fermentativo de forma *on-line* e *in-line*. Este será feito por meio da captura de imagens digitais obtidas por meio de microcâmaras colocadas no meio reativo.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Matriz Energética e Sustentabilidade

A Organização das Nações Unidas (ONU) definiu no relatório *Our Common Future*, da Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento de 1987 que, sustentabilidade é suprir as necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades. Uma atividade sustentável é aquela que pode ser mantida de forma continua e indefinidamente, sem comprometer as gerações futuras. Em outras palavras, a exploração de um recurso natural exercida de forma sustentável durará para sempre, não se esgotará (MIKHAILOVA, 2004). Segundo a Comissão Mundial de Meio Ambiente e Desenvolvimento, a definição de sustentabilidade está relacionada à capacidade de conciliar o desenvolvimento de longo prazo da nossa sociedade com os limites finitos do planeta. Ser sustentável é suprir as gerações presentes de forma inteligente, sem deixar de pensar na qualidade de vida das gerações

futuras. Sendo assim, a sustentabilidade é definida pela capacidade que o indivíduo tem de se desenvolver no contexto econômico, social e ambiental, sem causar impactos negativos ao ambiente.

Segundo Santos et al. (2021) a dependência energética da sociedade alinhada com a crescente degradação ambiental potencializa a escassez de recursos naturais. Para possibilitar o emprego de políticas sustentáveis em uma região é necessário compreender como é organizada sua matriz energética desta região. Historicamente existe uma predominância do uso de combustíveis fósseis ou minerais nas matrizes energéticas dos países. Esses padrões de produção e consumo têm gerado impactos negativos no meio ambiente, como a emissão de poluentes locais e gases de efeito estufa, colocando em risco a sustentabilidade do planeta.

2.2 Biocombustíveis

Biocombustível é um termo utilizado para descrever combustíveis produzidos a partir de materiais vegetais que não sofreram processo de fossilização. Empregados em motores a combustão interna ou para a geração de energia elétrica, eles podem substituir a utilização de combustíveis fósseis. São provenientes de fonte renovável de energia, utilizada através da queima de biomassa ou de seus derivados, tais como o etanol, o biodiesel, o biogás, o óleo vegetal, dentre outros. A biomassa é qualquer material de constituição orgânica, que pode ser utilizado para produção de energia. São vistos como alternativa viável economicamente e ambientalmente quando se pensa em reduzir a queima de combustíveis fósseis e reduzir a dependência do mercado externo (AZEVEDO et al 2016).

2.3 Fermentação Alcóolica

A fermentação é um processo no qual os açúcares como a glicose, frutose e sacarose são convertidos em energia celular e com a produção de resíduos metabólicos o etanol e dióxido de carbono. A fermentação alcoólica é

um processo anaeróbico que ocorre pela transformação de açúcares em álcool etílico (C_2H_6O), e dióxido de carbono (CO_2), catalisado por enzimas. Este processo é executado por leveduras, em nível citoplasmático, objetivando a produção de energia, na forma de ATP, que será empregada nas funções fisiológicas e crescimento e reprodução do microrganismo. O álcool etílico produzido constitui somente um subproduto de excreção desse processo, porem, age como inibidor de micro-organismos competidores. O que determina quais substâncias será produzido depende do tipo de micro-organismos e o meio onde vivem. Os microrganismos do gênero Saccharomyces constituem os mais empregados pelas usinas sucroalcooleiras no Brasil. As leveduras são facultativas, isto é, realizam respiração pelo metabolismo aeróbico resultando na transformação do açúcar em H_2O e CO_2 e também o metabolismo anaeróbico quando na ausência do oxigênio, produzindo etanol (C_2H_6O) e dióxido de carbono (CO_2), além de subprodutos como ácidos orgânicos e glicerol (MAHAN et al, 2002).

2.4 Determinação De Etanol E Glicerol

A produção de glicerol (1,2,3 propanotriol) também conhecido glicerina é um subproduto obtido a partir de fermentação alcoólica, no qual é o subproduto com maior valor quantitativo. O glicerol foi criado por Scheele em 1779 em um processo de saponificação de azeite de oliva (ARRUDA, 2007).

Na levedura *Saccharomyces cerevisiae* o glicerol está diretamente envolvido com o metabolismo em suas diferentes formas. Onde que o glicerol é capaz de ser utilizada como uma exclusiva fonte de carbono nas condições aeróbias ou de outro modo, o subproduto quando outros açúcares e a glicose são naturalmente fermentados e produzem o etanol (YAZDANI, 2007).

Devido à fermentação alcoólica a sintetização do glicerol possui muitos fatores ambientais que possam influenciar esse processo e o desenvolvimento da linhagem de levedura escolhida, desde o nível de inoculação, temperatura, pH, concentração de açúcar, estresse osmótico, aeração, concentração de

nitrogênio, concentração de sulfito, que interferem para a produção de glicerol pela Saccharomyces cerevisiae em processo fermentativo (FERRARI, 2013).

O método analítico para determinação de glicerol consiste em uma coleta de amostra do mosto e no qual é analisada em laboratório, no qual essa amostra é preparada seguindo criteriosamente uma metodologia, aonde que sua principal interação seja a mudança de cor da solução, para realização da leitura em espectrofotômetro. A grande desvantagem desse método analítico é em relação tanto na coleta da amostra, quanto ao seu preparo em laboratório, o erro de um operador pode atrapalhar todo o processo e consequentemente os resultados das análises não será a verdadeira. A produção de etanol por meio de fermentação alcoólica é classificada em três processos: preparação do substrato, fermentação e destilação. Para o preparo do substrato, deve-se ter o maior controle do processamento da matéria prima, pois a extração dos açúcares é de grande importância para a próxima etapa que é o processo fermentativo. Já no processo fermentativo os açúcares extraídos juntamente com a levedura realizam o processo de transformação desses açúcares em etanol e dióxido de carbono. E na última etapa a destilação, onde se separa a o subproduto fermentado e o etanol (MASSON et al.; 2015).

A determinação da concentração de álcool etílico é pelo processo de método analítico é realizado por laboratório, onde a coleta dessa amostra é feita após a fermentação realizada e no qual seu grau de densidade é realizado em grau alcoólico. A desvantagem desse método analítico é sobre as possíveis contaminações cruzadas que podem ocorrer e por ser um tipo de método que não está analisando in line, ou seja, o tempo real da produção do etanol, pois se algum problema na produção ou até mesmo o rendimento de produção acontecer, a resposta das análises será determinada em um futuro, no qual o processo já estará cessado (GHORBANI, 2011).

2.5 Determinação Da Concentração Celular

A concentração celular em processo fermentativo é um dos principais parâmetros a serem analisados, pois dependendo do tipo de fermentador utilizado, permite altas taxas de alimentação e consequentemente altas concentrações de levedura, assim acontece o inverso, ou seja, baixas taxas de alimentação, menor a concentração de levedura. E nessa etapa que as leveduras serão desenvolvidas, através das condições que são estabelecidas no processo (RIBEIRO, 1999).

A determinação de concentração celular se dá pelo método no qual se determina a quantidade de biomassa (levedura) via laboratório. Ou seja, é determinada uma base mássica e relação a um volume conhecido, onde que geralmente é utilizada a metodologia descrita por Singh et al. (1994). Essas amostras são retiradas em forma de alíquotas em um tempo determinado, para se observar qual foi à concentração celular a cada intervalo de coleta, esse tipo de análise é repetido mais de uma vez, no intuito de realizar a investigação da concentração celular. O grande problema desse método analítico de determinação da concentração celular se dá devido a análise acontecer após o processo fermentativo, sendo que a concentração de célula pode estar com um valor baixo ou até mesmo elevado e o processo não tem como ser corrigido, o correto é que esse monitoramento fosse constante para verificar a quantidade real de celular na linha de processo (DARÉ, 2008).

2.6 Análise Da Viabilidade Celular

É o principal método para o processo fermentativo, pois é com essa análise que se determina a quantidade de células vivas. A viabilidade celular é um processo que pode se ocorrer por separação ou concentração das leveduras utilizando, por exemplo, hidrociclones. Essa determinação visa observar o estado fisiológico das leveduras, demostrando a qualidade das mesmas, analisando sua viabilidade. Esse método é utilizado em várias unidades

industriais que realizam o processo fermentativo em sua planta industrial (LENTINI, 1993).

Para se determinar a viabilidade celular são diversos métodos que possibilitam a determinação da viabilidade celular, sendo o método padrão determinado em plaqueamento por diluição, conhecida por meio de cultura sólida. Esse método não é tão utilizado em processos industriais devido ao longo tempo de necessário para obter uma resposta, geralmente de 24 a 48 horas, outro problema que se pode ter é que no plaqueamento pode acontecer um crescimento diferente do real, visto que as condições laboratoriais serão totalmente favorecidas ao crescimento. Ou seja, essas colônias podem se multiplicar ou reduzir dando a condição de viabilidade de um processo fermentativo e o real ser totalmente ao inverso do que realmente está acontecendo na planta industrial (ROSZAK e COLWELL, 1987).

Determinados casos, um crescimento de celular viável consegue não ser notado, fazendo com que as restrições de uma metodologia de crescimento possam ser empregadas. Ou os microrganismos possam ter baixas taxas de crescimento ou dormência (latência), e fazem com que não desenvolvam a quantidade suficiente de biomassa para a formação de colônias que consequentemente realizará a fermentação alcoólica, também pode ocorrer que ocorra a incapacidade da formação de colônias em meios sólidos, fazendo com que possa levar a resultados de falso/positivo. Com isso o método clássico possui sua principal desvantagem a amostragem de resultados em falso-negativo ou falso positivo, podendo ser um dos fatores a contaminação dos frascos de coletas, ou seja, uma esterilização incorreta. Outro método muito utilizado na determinação da viabilidade celular é baseado na coloração de células, que consequentemente permite uma contagem da levedura (KELL, 1998).

Esse método consiste onde que uma amostra coletada é levada ao laboratório e se utiliza a coloração das células, pois o corante vão colorir as células inviáveis (mortas) ou com lesões em sua membrana citoplasmática, já as

leveduras com viabilidade nada ocorrerá. Feito esse processo o colaborador com um auxílio de um microscópio, irá fazer a contagem das células e verificar a quantidade de célula vivas ou mortas, para que se possa estabelecer um valor dessa contagem, mas esse processo não é totalmente confiável visto que já houve relatos de valores significativos entre a morte dessa célula observada e a na planta industrial, dando o resultado de falso/positivo (FERMENTEC, 2015). O corante mais utilizado nesse método é o azul de metileno, mas existem estudos que esse corante pode superestimar uma determinada concentração de célula, sendo às vezes um corante duvidoso para seu uso, a alternativa é o uso do corante violeta de metileno, pois na mensuração do método é possível realizar a medição em uma faixa bem mais ampla da viabilidade celular (D'AMORE, 1991).

Em relação a esses dois métodos mais clássicos para determinação da viabilidade celular são necessários realizar um entendimento mais aprofundado de qual deve ser utilizado, para que seja evitado os valores de falso-negativo ou falso-positivo, em ambos os casos existem desvantagem e vantagem sobre cada uma da metodologia a ser utilizada. Desse modo é notório se observar que ambos os métodos analíticos utilizados são totalmente eficientes, alguns problemas entre ambos os processos podem ocorrer, o principal entre os dois é que nenhum dos mesmos é verificado no momento exato que acontece a fermentação. Outro tipo de monitoramento dessas condições deve ser investigado, um exemplo para acontecer essa investigação é utilizando o processamento de imagens para que essa viabilidade seja *in line* e *on line*, pois o operador deve ter noção do que está acontecendo naquele momento, para no qual se tome uma atitude correta sobre o processo fermentativo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARRUDA, G. Glicerol: um subproduto com grande capacidade industrial e metabólica. Revista Analítica, v.26, p. 56-62, 2007.

AZEVEDO, A. N. G.; AZEVEDO, B. G. Biocombustíveis: desenvolvimento e inserção internacional. Revista Direito Ambiental e sociedade, v. 6, n. 1. p. 77-100. 2016.

D'AMORE, T.; CRUMPLEN, R.; STEWART, G.G. The involvement of trehalose in yeast stress tolerance. J Ind Microbiol. 7(3):191–195, 1991.

DARÉ, R. M.; Avaliação de coeficientes de rendimento e modelagem do processo fermentativo de produção de etanol. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de São Carlos – SP, 2008.

FERMENTEC. Fermentec News, 2015.Disponivel em <http://fermentecnews.com.br/2015/09/09/o-estado-da-arte-e-os-gargalos/> Acesso em 10 de Maio de 2022.

FERRARI, F. C. S.; Fatores operacionais e cinética do processo fermentativo para otimização da produção de etanol em escala industrial. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de São Paulo – SP, 2013.

GHORBANI, F.; YOUNESI, H.; SARI, A. E.; NAJAFPOUR, G. Cane molasses fermentation for continuous ethanol production in an immobilized cells reactor by Saccharomyces cerevisiae. Renewable Energy, v.36, p.503–509, 2011.

KAUFFMANN, M.O. Expansão urbana e qualidade de vida: proposta para desenvolvimento de indicadores de sustentabilidade aplicados à legislação urbanística. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) –

Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2003.

KELL, D.B Ethanol production from galactose by a newly isolated Saccharomyces cerevisiae KL17, Bioprocess Biosyst. Eng. v. 37, p. 1871–1878, 1998.

LENTINI, A.; A review of the various methods available for monitoring the physiological status of yeast viability and vitality. Fermentation. v.6, p.321-327, 1993.

MAHAN, B. M.; MYERS, R. J.; Química: um curso universitário, Ed. Edgard Blucher LTDA, São Paulo/SP – 2002.

MARICATO, E. Metrópole, legislação e desigualdade. Estudos Avançados,

v. 17, n. 48, p. 151-167. 2003.

MASSON, I. S.; COSTA, G. H. G.; ROVIERO, J. P.; et al., Bioethanol production from sweet sorghum broth and sugar cane fermentation. Ciências

Rural. v.45. p. 1-6, 2015.

MIKHAILOVA Irina. Sustentabilidade: evolução dos conceitos teóricos e os problemas da mensuração prática. Revista Economia e Desenvolvimento, n° 16, 2004.

RIBEIRO, C. A. F.; HORII, J.; Potentialities of yeast strains of saccharomyces cerevisiae for sugar cane juice fermentation. Scientia

Agricola, v. 56, p. 1-10, 1999.

ROSZAK, D. B.; COLWELL, R.R.; Suvival strategies of bacteria in the natural environmental. Micorbioligic Review. v.15, p. 298-325, 1987.

ROLNIK, R.; KLINTOW, D. Mobilidade na Cidade de São Paulo. Estudos

Avançados, v. 25, n. 71, p. 89-108. 2011.

SANTOS, M., RODRIGUES, M.; CARNIELLO, M. F. Energia e sustentabilidade: panorama da matriz energética brasileira, 2021.

YAZDANI, S. S.; GONZALEZ, R. Anaerobic fermentation of glycerol: a path to economic viability for the biofuels industry. Current Opinion in

Biotechnolgy, v.18, pp. 213-219. 2007.

O IMPACTO DA COVID-19 NA CAPACIDADE DE PAGAMENTO DOS CONSUMIDORES PELOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Gabriel Antonio Zanoti dos Santos[1]; José Maria Torres[1];
Juliani Chico Piai Paiva[1]; Gilberto de Martino Jannuzzi[2]

[1]Universidade Estadual de Londrina; [2]Universidade Estadual de Campinas

RESUMO

No final de 2019 a pandemia COVID-19 tinha início. Seu marco zero foi em Wuhan - China e por se tratar de um vírus que se espalha facilmente pelo ar, poucos dias após os primeiros casos serem noticiados, começaram a surgir novos casos em todo mundo. No Brasil, o primeiro caso foi registrado no primeiro trimestre de 2020 e houve uma mudança drástica na vida de todos os brasileiros: foram estabelecidas medidas sanitárias, como o uso de mascaras, o isolamento social e depois o distanciamento social. A queda na renda e o crescimento da inflação, decorrentes da pandemia, impactaram diretamente a capacidade de pagamento dos brasileiros por serviços essenciais, como a energia elétrica. O estado do Rio de Janeiro desenvolveu uma metodologia de acompanhamento da pandemia que favoreceu o estudo da relação entre a inadimplência nas faturas de energia elétrica e a situação da COVID-19. Conhecendo o mapa de risco desenvolvido no estado, e considerando a área de atuação da concessionária LIGHT Serviços de Eletricidade S/A (Região Metropolitana e Vale do Paraíba), foi possível correlacionar a situação da pandemia e a inadimplência nas faturas de energia elétrica na classe residencial total. Observou-se que um aumento no risco nas diferentes regiões do estado não apresentou relação direta com a inadimplência.

Palavras-chave: *Affordability*; Pandemia; Inadimplência; Pobreza energética.

ABSTRACT

At the end of 2019, the COVID-19 pandemic began. It started in Wuhan - China and because it is a virus that spreads easily through the air, a few days after the first cases were reported, new cases began to emerge worldwide. In Brazil, the first case was registered in the first quarter of 2020 and there was a drastic change in the lives of all Brazilians: sanitary measures were established, such as the use of masks, social isolation and then social distancing. The drop in income and the growth of inflation, resulting from the pandemic, directly impacted the ability of Brazilians to pay for essential services, such as electricity. The state of Rio de Janeiro developed a methodology for monitoring the pandemic that favored the study of the relationship between default on electricity bills and the situation of COVID-19. Knowing the risk map developed in the state, and considering the area of operation of the concessionaire LIGHT S/A (Metropolitan Region and *Vale do Paraíba*), it was possible to correlate the situation of the pandemic and the default on electricity bills. It was observed that an increase in risk in different regions of the state was not directly related to nonpayment.

Keywords: Affordability; Pandemic; Nonpayment; Energy poverty.

1. INTRODUÇÃO

A dispersão do vírus causador da COVID-19 foi muito rápida no mundo todo (CAVALCANTE et al., 2020). No Brasil, o primeiro caso foi registrado em 26/02/2020, sendo um homem de 61 anos com histórico de viagens internacionais (FERREIRA et al., 2021). A sociedade contemporânea não estava preparada para algo do tipo, considerando que a última pandemia ocorreu há 100 anos atrás, a grande maioria da população nunca havia enfrentado algo semelhante (TRILLA; TRILLA; DAER, 2008).

Além de todas as incertezas daquele momento, houve um problema no Brasil quanto a confiabilidade dos dados divulgados. Por conta de inconsistências e atraso no repasse de informações pelo governo federal, muitas entidades e governos estaduais/municipais desenvolveram suas metodologias de acompanhamento dos casos da doença. O estado do Rio de Janeiro

desenvolveu uma metodologia de indicadores seguindo dois eixos: capacidade de atendimento e epidemiológico. Além disso, foram criados mapas de risco que mostravam o avanço da doença, ao longo das semanas, nas regiões do estado.

Durante os primeiros meses de pandemia, o isolamento social horizontal foi utilizado com maior rigor, nele somente os serviços essenciais foram mantidos e todas as demais pessoas deveriam permanecer em suas casas, isolando assim o maior número de pessoas possível e diminuindo a propagação. Já durante o distanciamento, foram utilizadas medidas mais brandas, permitindo a volta de serviços não essenciais (AQUINO et al., 2020).

As fases de isolamento impactaram sobremaneira a economia do País. O desemprego, segundo a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) contínua de 2020, cresceu em relação ao mesmo período do ano anterior, de 11,8% para 13,8% (IBGE, 2020). Ainda comparando essas estatísticas com os dados da crise econômica que o Brasil enfrentou entre os anos de 2014 a 2017(FILHO, 2017), é possível verificar que a taxa de desocupação durante a crise foi igual ou menor que a de 2020, sendo de 11,8% em 2016 (IBGE, 2020), enquanto era de 6,2% em 2013 (IBGE, 2014). Consequentemente, houve uma diminuição da Renda domiciliar per capta brasileira, de R$1.438,67 em 2019 (IBGE, 2020) para R$ 1.380,00 em 2020 (IBGE, 2021). Além disso, a inflação chegou ao seu nível mais alto desde 2016 (FILHO, 2017). Em dezembro de 2017, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) era de 2,95% (IBGE, 2018), enquanto em dezembro de 2020 o IPCA chegou a 4,52% (IBGE, 2021). Esse aumento se deu principalmente em decorrência dos grupos alimentação e bebidas, habitação e artigos de residência, que tiveram um aumento respectivo de 14,09%, 5,25% e 6,00% (IBGE, 2021).

Além disso, com o isolamento social, as indústrias diminuíram suas produções, enquanto o consumo residencial de energia elétrica subiu. Isso aconteceu principalmente devido ao desemprego, que faz com que mais pessoas fiquem em casa, e o trabalho remoto que foi adotado por muitas instituições. A inadimplência na classe residencial total no Brasil no período

cresceu drasticamente, e foi 24 vezes maior em maio de 2020 comparado ao mesmo mês em 2019 (Instituto Acende Brasil, 2020).

Sendo assim, o presente artigo objetiva avaliar o impacto da Pandemia na inadimplência das contas residenciais de energia elétrica. Conhecendo a metodologia de acompanhamento dos casos de COVID-19 adotados pelo estado do Rio Janeiro e a área de atuação da concessionária LIGHT Serviços de Eletricidade S/A (Região Metropolitana e Vale do Paraíba), foi possível relacionar a situação da pandemia e a inadimplência nas faturas de energia elétrica na classe residencial total.

2. METODOLOGIA

Os indicadores utilizados no estado do Rio de Janeiro se dividem em dois eixos, capacidade de atendimento e epidemiológico. Dentro da capacidade de atendimento tem-se a taxa de ocupação de leitos de Unidade de Tratamento Intensivo (UTI) adulto por Síndrome Respiratória Aguda Grave (SRAG)/COVID-19, taxa de ocupação de leitos clínicos adulto por SRAG/COVID-19 e previsão de esgotamento de leitos de UTI (risco). Já em epidemiológico consta a variação do número de óbitos por SRAG, variação do número de casos por SRAG e taxa de positividade para COVID-19 (%) no mês. Com base nessas variáveis, foi desenvolvida uma escala de risco e, para efeito de análise no contexto deste artigo, foram associados números: muito baixo (0), baixo (0,75), moderado (1), alto (1,25) e muito alto (1,5). Foram então criados mapas de risco oficiais que mostram o avanço da doença, ao longo das semanas. Tais mapas dividiram o estado em regiões, conforme Figura 1.

Figura 1 – Divisão do estado do Rio de Janeiro em regiões para elaboração dos mapas de risco

A Figura 2 apresenta o mapa da área de concessão da LIGHT Serviços de Eletricidade S/A. Pode-se observar que a concessionária atua nas seguintes áreas de avaliação de risco COVID-19: 2 – Médio Paraíba, 4 – Metropolitana 1, 3 – Centro Sul e uma cidade da região 5 - Serrana. A AMPLA, concessionária de energia elétrica que atua no restante do estado, possui 33% menos clientes que a LIGHT, apesar de possuir uma área de concessão maior.

Figura 2 – Área de concessão da LIGHT Serviços de Eletricidade S/A

Mapeadas as áreas de atuação da LIGHT com a classificação do mapa de risco, foi possível estabelecer quais cidades seriam o foco da análise, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Cidades pertencente a cada região da classificação de risco COVID-19.

REGIÃO	CIDADES
2	Quatis; Barra Mansa; Rio Claro; Volta Redonda; Pinheiral; Piraí; Valença; Barra do Piraí; Rio das Flores.
3	Vassouras; Mendes; Eng. Paulo de Frontin; Comendador Levy Gasparian; Paraíba do Sul; Paty do Alferes; Miguel Pereira; Três Rios; Sapucaia; Paracambi.
4	Belford Roxo; Itaguaí; Seropédica; Nova Iguaçu; Japeri; Queimados; Rio de Janeiro; Duque de Caxias; São João de Meriti; Mesquita; Nilópolis.
5	Carmo

Ainda, para análise da inadimplência de acordo com os dados disponibilizados pela ANEEL, foi considerada a gestão financeira das famílias brasileiras. A ideia é medir a inadimplência após 3 meses de atraso no pagamento, que é quando as famílias costumam acertar os atrasados com receio da suspensão no fornecimento.

Além disso, cabe ressaltar que foram suspensos os cortes de energia elétrica durante um período da pandemia. Este fator também, pode ter impactado no aumento da inadimplência.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 3 apresenta a soma do número de casos confirmados de COVID-19, em todas as cidades apresentadas na Tabela 1, de março a dezembro/2020. Além disso, foram inseridos duas séries de dados: a inadimplência nas contas de energia elétrica em 2020 e 2019. Analisando o gráfico percebe-se que há um padrão de inadimplência que se repete ao longo dos anos. Por isso, não é possível afirmar que o aumento no número de casos de COVID-19 no mês, e consequentemente o aumento no nível de risco, impactou diretamente o nível de inadimplência da classe residencial no mês seguinte. Entretanto, a porcentagem

de inadimplentes em 2020 foi maior que em 2019, resultado do impacto econômico provocado pela pandemia.

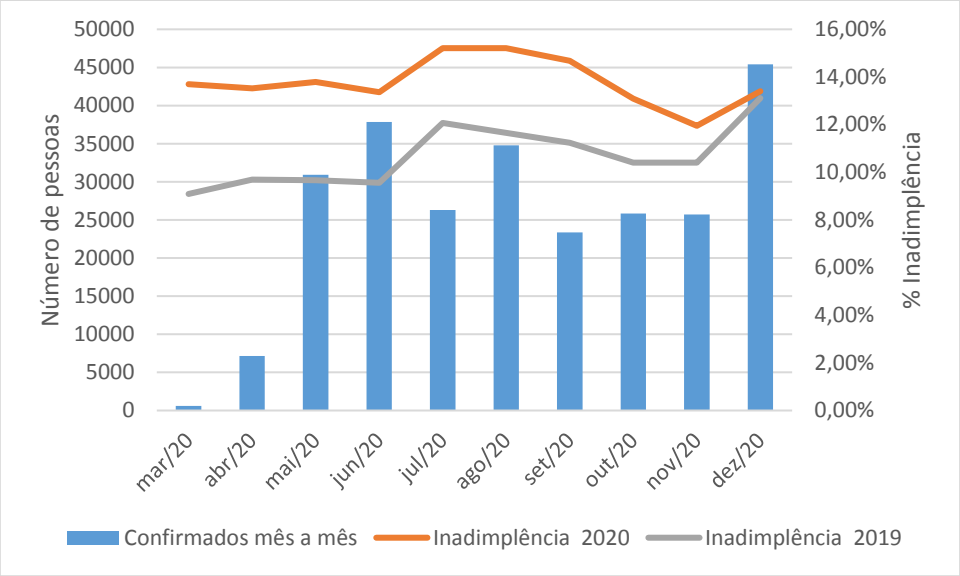


Figura 3 – Casos confirmados de COVID-19 x Inadimplência nas faturas de energia elétrica em 2019 e 2020

Analisando a inadimplência em relação aos níveis de risco da COVID-19 no Rio de Janeiro, Figura 4, confirma-se que não existe relação direta entre os fatores.

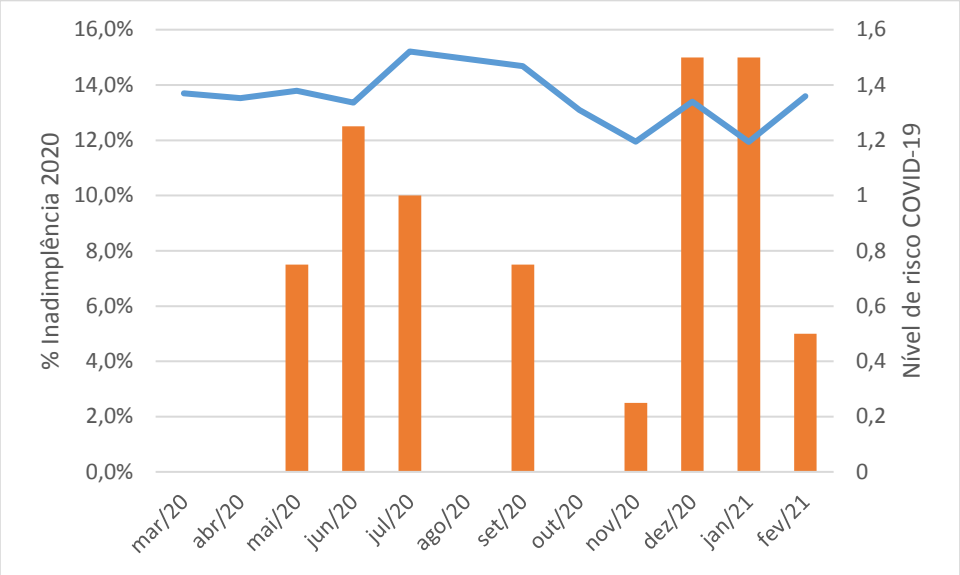


Figura 4 – Nível de risco COVID-19 x Inadimplência nas faturas de energia elétrica em 2020

Entretanto, verificando-se o histórico de inadimplência na referida concessionária, pode-se observar que o nível de atrasos no pagamento das faturas de energia elétrica foi inferior ao encontrado na crise econômica enfrentada pelo País em 2015 e 2016 (repercussão até 2018), Figura 5.

Figura 5 – Inadimplência nas faturas de energia elétrica da LIGHT

Sendo assim, considerando as referências bibliográficas e os resultados apresentados, pode-se afirmar que a pandemia COVID-19 impactou a economia no País, e está, por sua vez, atingiu a inadimplência nas faturas de energia elétrica. Por isso, a relação entre o número de casos e o nível de risco não possui relação direta com a inadimplência, mas sim secundária ou indireta.

Além disso, é relevante considerar na análise o fato de as empresas terem deslocado seus funcionários para o chamado *home office.* Nestes casos, a energia elétrica se tornou ainda mais importante e passou a ser primeira prioridade na escala de necessidades essenciais. Por isso, o consumo residencial subiu, mas a inadimplência não atingiu os níveis da crise econômica dos anos anteriores.

Por fim, cabe ressaltar que apesar de não ter sido obtida uma relação direta entre os fatores em análise, houve um aumento considerável da inadimplência durante o período das restrições provenientes da pandemia. Considera-se que o impacto econômico e a suspensão dos cortes de energia elétrica tenham sido os grandes fatores causadores deste aumento.

4. CONCLUSÕES

É indiscutível que a pandemia de COVID-19 afetou a vida de todas as pessoas, desde aquelas que tiveram que se acostumar com o isolamento social, até as que perderam tudo em decorrência da pandemia. Analisando a inadimplência, o número de casos confirmados de COVID-19 e o risco da pandemia no estado do Rio de Janeiro, foi possível observar que ocorreu sim um aumento significativo no não pagamento de faturas de energia elétrica. Entretanto, não foi possível relacionar diretamente os casos da doença com a inadimplência.

Além disso, ao se comparar esses números com os obtidos em decorrência da crise de 2016, percebe-se que o nível de inadimplência foi menor no estado durante a pandemia. Este fato foi relacionado a suspensão dos cortes por determinação do governo federal, e da importância da energia elétrica para

o desenvolvimento das atividades laborativas durante as restrições de circulação.

Por tudo, percebeu-se a importância de se avaliar outras variáveis neste processo para poder compreender melhor os fatores que impactam diretamente a decisão do consumir de inadimplir. Como exemplo pode-se citar a renda, emprego, costumes locais, entre tantos outros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

C. Eco-, G. VARGAS, N. M. ECON, and B. CENTRAL, “Crise Econômica De 2014/2017,” vol. 31, no. 89, pp. 51 – 60, 2017.

E. M. L. AQUINO, I. H. SILVEIRA, J. M. PESCARINI R. AQUINO, and J. A. DE SOUZA-FILHO, “Social distancing measures to control the COVID-19 pandemic: Potential impacts and challenges in Brazil,”. Cienc. e Saúde Coletiva, vol. 25, pp. 2423–2446, 2020, doi:10.1590/1413-81232020256.1.10502020.

FERREIRA, A. B. et al. A Linha do Tempo da Estratégia Federal de Disseminação da COVID-19. São Paulo, Brasil, 2021.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. (2020). Impactos da COVID-19 sobre o setor elétrico e medidas para mitigar seus efeitos. White Paper23, São Paulo, 48 p.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. “PNAD Contínua: taxa de desocupação é de 14,4% e taxa de subutilização é de 30,6%no trimestre encerrado em agosto de 2020”, 2020. Disponível em <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/29322-pnad-continua-taxa-de-desocupacao-e-de-14-4-e-taxa-de-subutilizacao-e-de-30-6-no-trimestre-encerrado-em-agosto-de-2020> Acesso em: 09 jul. 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. “PNAD Contínua: taxa de desocupação é de 11,8% no trimestre encerrado em agosto de 2016,”. Disponível em: <.https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/15152-pnad-continua-taxa-de-

desocupacao-e-de-11-8-no-trimestre-encerrado-em-agosto-de-2016>.
Acesso em: 29 de jul. 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. “PNAD Contínua mostra desocupação de 6,5% no quarto trimestre de 2014, com média anual 6,8%,” 2014. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/15430-pnad-continua-mostra-desocupacao-de-6-5-no-quarto-trimestre-de-2014-com-media-anual-6-10>. Acesso em: 29 de jul. 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. “IBGE divulga o rendimento domiciliar per capita 2019,” 2020. Disponível em <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/26956-ibge-divulga-o-rendimento-domiciliar-per-capita-2019>. Acesso em: 29 de jul. 2021)

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. “IBGE divulga rendimento domiciliar per capita 2020,” 2021. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/30129-ibge-divulga-o-rendimento-domiciliar-per-capita-2020>. Acesso em: 29 de jul. 2021).

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. “IPCA sobe 0,44% em dezembro e fecha 2017 em 2,95%,” 2018. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/19447-ipca-sobe-0-44-em-dezembro-e-fecha-2017-em-2-95#:~:text=Assim%2C o IPCA acumulado em,1998 (1%2C65%25)>. Acesso em 29 de jul. 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. “Em dezembro, IPCA sobe 1,35% e fecha 2020 em 4,52%,” 2021. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/29870-em-dezembro-ipca-sobe-1-35-e-fecha-2020-em-4-

52#:~:text=IPCA acumula alta de 4%2C52%25 em 2020%2C maior,%2C31%25registrados em 2019>. Acesso em: 29 de jul. 2021.

J. R. CAVALCANTE et al., “COVID-19 no Brasil: Evolução da Epidemia até a Semana Epidemiológica 20 de 2020,” Epidemiol e Serviços Saúde Rev. do Sist. Único Saúde do Bras., vol. 29, no. 4, p. e2020376, 2020, DOI: 10.5123/s1679-49742020000400010.

TRILLA, G. TRILLA, and C. DAER, “The 1918 ‘Spanish Flu’ in Spain,” Clin. Infect. Dis., vol.47, no. 5, pp. 668–673, 2008, doi: 10.1086/590567.

O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES: UMA REVISÃO

Adriele Maria de Cássia Crispim[1], Ulisses Raad Coelho[1], Flávio Ferreira Freitas[1], Geraldo Lúcio Tiago FIlho[1], Regina Mambeli Barros[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

A Geração Distribuída se apresenta como um sistema alternativo pois facilita a entrada de novas fontes de energia e assim tem crescido como uma forma de promover a exploração de fontes renováveis. Entretanto, alguns desafios deste sistema ainda precisam ser solucionados para que ocorra maior atratividade de Geração Distribuída no país. O objetivo deste estudo é desenvolver uma revisão a respeito dos impactos causados pela Geração Distribuída nos sistemas de energia, apresentando os desafios da sua implantação e expansão. Para isso, realizou-se uma revisão abordando impactos decorrentes da penetração da Geração distribuída na rede, das alterações do fluxo de potência e níveis de tensão, bem como impactos relacionados a perda de energia, robustez e confiabilidade do sistema de distribuição. Ademais, analisou-se as vantagens e desvantagens da inserção deste sistema e perspectivas para gestão automatizada em redes com alta penetração de Geração Distribuída. O aumento da geração distribuída no Brasil e em outros países do globo só foi possível graças a um conjunto de medidas para viabilizar esses empreendimentos. Outrossim, grande parte dos países foram impulsionados à inserção da Geração Distribuída por crises energéticas e outros para cumprirem metas de descarbonização de suas matrizes elétricas.

Palavras-chave: Geração distribuída, fontes renováveis, desafios da GD

ABSTRACT

The Distributed Generation presents itself as an alternative system as it facilitates the entry of new energy sources and thus has grown as a way to promote the

exploitation of renewable sources. However, some challenges of this system still need to be solved in order to make Distributed Generation more attractive in the country. The objective of this study is to develop a review about the impacts caused by Distributed Generation on energy systems, presenting the challenges of its implementation and expansion. For this, a review was carried out addressing impacts arising from the penetration of distributed generation in the network, changes in power flow and voltage levels, as well as impacts related to energy loss, robustness and reliability of the distribution system. Furthermore, the advantages and disadvantages of the insertion of this system were analyzed and and perspectives for automated management in networks with high penetration of Distributed Generation were analyzed. The increase in distributed generation in Brazil and in other countries around the world was only possible thanks to a set of measures to make these projects viable. In addition, most countries were encouraged to insert Distributed Generation due to energy crises and others to meet the decarbonization goals of their electricity matrices.

Keywords: Distributed generation, renewable sources, DG challenges.

1. INTRODUÇÃO

A busca por um sistema alternativo de geração de energia tem crescido no mundo todo como forma de garantir o desenvolvimento sustentável, minimizando impactos nas esferas sociais, ambientais e econômicas e com isso o modelo de geração centralizado e o fluxo de energia unidirecional estão sendo interrompidos por tecnologias alternativas de energia que permitem aos clientes gerar sua própria eletricidade, o qual é conhecido como Geração Distribuída (GD) (ROSA et al., 2021).

A GD tem crescido como uma forma de promover a exploração de fontes renováveis e de forma paralela, incentivando pequenos e médios geradores independentes de energia (MANDITEREZA; BANSAL, 2016).

No Brasil, a implantação desse sistema no mercado, embora ainda de forma lenta, tem crescido principalmente com a instalação de plantas fotovoltaicas (PFV). De acordo com Garlet et al. (2019) embora nos últimos anos

houve uma redução nos custos de implantação de PFV, os custos de operação desses sistemas ainda são caros em relação às principais fontes de energia renovável usada na geração de energia elétrica, o que pode justificar o processo lento da implementação de tais sistemas no país.

Apesar de tal realidade, o país tem avançado significativamente para esse mercado, sendo influenciado pelo aumento na demanda e no consumo de eletricidade, bem como a crise hídrica vivenciada atualmente, sendo este um dos principais fatores que influênciam a busca por novas fontes de energia, que possam reduzir os custos para o consumidor e atender a demanda. O mercado de GD pode ser favorável ao consumidor no que tange a redução de custos para o consumo de energia elétrica, entretanto apresenta alguns desafios que devem ser analisados.

De acordo com Simone & Sales (2017) grande parte dos desafios técnicos relacionados à maior participação da GD na rede elétrica é explicada pelo fato de a maioria dos pequenos sistemas de geração de energia estar ligado à rede de baixa tensão, a qual não foi projetada para suportar o fluxo bidirecional de energia o que pode comprometer a qualidade e estabilidade da rede. Essa problemática implica na redução da eficácia do equipamento de proteção, o que pode criar problemas operacionais sob certas condições (ROSA et al., 2021).

Alguns estudos apresentam os impactos da DGs na proteção do sistema, mas com a constatação de que as outras preocupações técnicas podem ser mitigadas por meio de proteção e controle (MANDITEREZA, BASSAL, 2016).

Este trabalho de revisão concentra-se nos impactos da GD na proteção do sistema, bem como levantar soluções técnicas, a partir de uma revisão, que possam viabilizar a implementação da GD no Brasil, discutindo os principais desafios dessas técnicas e propondo soluções futuras.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A geração distribuída surgiu inicialmente no Brasil em 2004, com a regulamentação do Decreto n º 5.163 (BRASIL, 2004). Atualmente, a legislação vigente traz a seguinte definição (ANEEL, 2015):

> Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor.

A partir de 2012, foi instituída a Resolução Normativa – REN nº 482/2012, que estabeleceu as condições gerais para acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica de pequeno porte (ANEEL, 2012).

A micro e a minigeração distribuída consiste na geração de energia elétrica proveniente de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição. A microgeração distribuída é caracterizada por gerar energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto a minigeração distribuída se refere às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou 5 MW para outras fontes como o biogás.

A REN nº 482/2012 também foi responsável pela criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), sendo alterada pela REN nº 517 (ANEEL, 2012b).

A partir da implementação da resolução, viu-se que nela eram necessários ajustes. Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para conexão da micro e minigeração, ampliar o alcance, melhorar informações na fatura e compatibilizar o Sistema de Compensação de energia elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento, foi realizada uma consulta pública que resultou na nova Resolução Normativa – REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015). Esta resolução modificou a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2016).

Com relação à geração distribuída, pode-se afirmar que atualmente, o país possui 526.205 sistemas de geração distribuída em operação, espalhados

por 5.335 cidades (95,8% do quantitativo de cidades no país) e totalizando 6.238,0 MW de potência instalada.

Hoje a geração distribuída tem uma capacidade instalada de aproximadamente 6,24 GW, sendo que cerca de 97,37% deste potencial é proveniente de uma única fonte de geração: a radiação solar. Em relação à quantidade de unidades de geração distribuídas instaladas no Brasil, das 526.205 unidades instaladas até meados de 2021, 99,92% destas unidades são representadas pela energia solar. Com isto, reflete-se a preponderância da fonte solar sobre as outras fontes: bagaço de cana de açúcar, biogás de origem florestal, animal, urbano e agroindustrial, casca de arroz, cinética do vento, gás de alto forno (biomassa), gás natural, licor negro, potencial hidráulico, resíduos florestais e resíduos sólidos urbanos.

O gráfico que segue aponta para a preponderância da energia solar fotovoltaica sobre as outras fontes (97,4% da potência instalada), a modalidade preferida no sistema de compensação é na própria unidade consumidora (79,3%) e o estado de Minas Gerais lidera o ranking com maior potência instalada (18,1%), seguido por São Paulo e Rio Grande do Sul, com 12,4% e 12,2%, respectivamente.

Já conhecendo a preponderância da energia solar sobre as outras fontes dentro da GD, é importante destacar a posição do Sul do país em potência instalada de sistemas GD à frente da região nordeste. Apesar do Nordeste possuir os mais altos índices de irradiação solar dentro do país, cabe notar que por se tratar de sistemas em grande parte residenciais, a renda familiar média é inferior quando comparada à do Sul. Deste modo, é esperado que essa desigualdade social e econômica seja vista também na aplicação de capital em projetos de sistemas de GD.

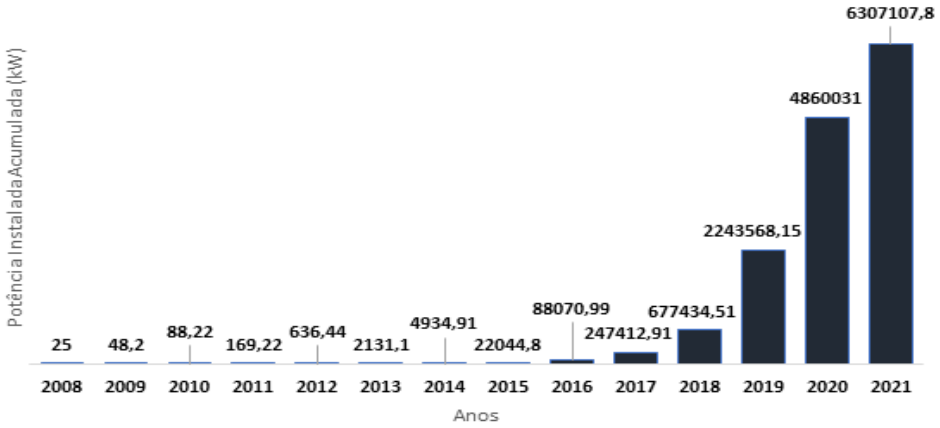


Figura 1 - Evolução da Potência Instalada Acumulada da GD no Brasil de 2008 a 08/07/2021
Fonte: elaboração própria, a partir de (ANEEL, 2021)

Ao analisar a evolução da GD no Brasil desde 2008, é importante verificar que de 2008 a 2012, poucos sistemas de GD foram instalados. A partir da REN 482 de 2012 até 2015 (BRASIL/ANEEL, 2012; 2015), a quantidade de sistemas instalados cresce, mas de forma bastante conservadora. Até 2012 havia uma potência instalada de aproximadamente 636 kW e ao fim de 2015 havia uma potência instalada de 22.048 kW. Isto se traduz em uma taxa composta de crescimento anual de aproximadamente 220%, frente a taxa de 125% de 2008 a 2012. Já no início de 2015 com a publicação da REN 687 (BRASIL/ANEEL, 2012; 2015), a micro e minigeração distribuída tem seu espaço definido no setor elétrico de forma definitiva. Do fim de 2014 ao fim de 2020, nestes últimos 6 anos houve um crescimento exponencial, a capacidade instalada subiu 985 vezes, até alcançar 4.860,0 MW em dezembro de 2020. A figura 1 apresenta a evolução de potência instalada acumulada de GD no Brasil.

A isenção do ICMS, apesar de muito positiva por parte dos consumidores, faz com que vários encargos setoriais relativos ao uso da rede de distribuição não sejam tarifados pelos micro e minigeradores, sendo distribuídos entre os demais usuários cativos do sistema elétrico. O que parece ser um contrassenso, já que apesar da tecnologia GD parecer universal, há uma predominância entre clientes de maior poder aquisitivo e/ou renda familiar. Deste modo, os

consumidores cativos que não participam do mercado livre e que só lhe é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localiza a instalação do acessante pagam pelos clientes cativos mais ricos (GOULART, 2021; SILVA, 2021; SOARES; MADUREIRA, 2021).

A expansão do crescimento da GD no Brasil, apesar das várias vantagens já discutidas até o presente momento, trouxe à tona também, questionamentos, dúvidas, incertezas, anseios, controversas, incômodos, insatisfações e descontentamentos dentro do setor elétrico, mais diretamente relacionado às distribuidoras de energia. Em se tratando de GD, uma vantagem muito discutida dentro do meio acadêmico tem sido a redução de custos de investimentos para as redes de distribuição e transmissão com a geração de energia próxima aos centros de consumo. No entanto, esta visão é um pouco distorcida, já que, o aumento do uso das linhas de distribuição pode acarretar investimentos complementares para manter a estabilidade de tensão e frequência, além dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia.

3. O IMPACTO DA PENETRAÇÃO DA GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O mercado de GD permite que haja a diversificação da matriz energética e assim possibilita que o consumidor de energia elétrica não fique dependente de uma única fonte. A integração de Dispositivos de Geração (DGs) que são fundamentalmente ativos para transformar a rede de distribuição em um sistema de múltiplas fontes, permitindo fluxos de energia bidirecionais (MANDITEREZA, BASSAL, 2016).

Um dos principais desafios encontrados nesse sistema está relacionado com a adição de DG, visto que conectar a DG variável ao sistema terá o efeito de produzir níveis de falta e correntes variáveis, comprometendo ainda mais a coordenação da proteção.

A perda de coordenação de proteção impacta negativamente na confiabilidade do sistema de distribuição. Outro problema relacionado a esses dispositivos é que eles podem criar problemas com a economia de fusíveis (HAMLYN, et al., 2009). Os fusíveis são comumente usados no sistema de

distribuição para proteção dos alimentadores laterais. A filosofia de proteção aplicada é que o fusível elimine as faltas permanentes e um dispositivo de proteção a montante, como um religador automático, para eliminar as faltas transitórias e salvar o fusível. No entanto, um DG inserido em um local intermediário pode continuar fornecendo corrente de falha levando à possível perda do fusível para falhas transitórias (MANDITEREZA, BASSAL 2016).

De acordo com Manditereza & Bassal (2016) alguns estudos demonstram que o sistema pode ser afetado quando há vários tipos de DGs instalados, visto que esses dispositivos apresentam diferentes características de curto-circuito e contribuem com correntes de falha em vários graus dependendo do tipo.

Existem diferentes tipos de GD, sendo eles classificados conforme mencionado por Manditereza & Bassal (2016) como: (1) geradores síncronos diretamente acoplados à rede, como geradores hidroturbina ou geradores térmicos com sistemas CSP; (2) geradores assíncronos diretamente acoplados à rede, tais como geradores de indução em gaiola de esquilo (SCIG) e geradores de indução de rotor enrolado (WRIG); (3) geradores assíncronos duplamente alimentados, com conversor de energia no circuito do rotor(DFIG); e (4) unidades de interface com conversor de energia, com ou sem um gerador rotativo, como fotovoltaico (PV) e gerador eólico totalmente controlado (FCWG).

A integração de DGs requer proteção que seja capaz de manter a coordenação da proteção sob condições de fluxo de potência bidirecional e variável. A proteção também deve operar corretamente sob as condições de correntes de falha imprevisíveis. A proteção de distribuição tradicional é projetada para fluxos de corrente radial de magnitudes previsíveis e falhará sob condições de fluxo de corrente imprevisíveis.

É importante que os sistemas de proteção sejam instalados para garantir a desconexão dos GDs da rede no caso de uma falha ou distúrbio do sistema de potência visto que é necessário para a proteção do GD, para evitar o ilhamento e também para garantir que os GDs não contribuam para as correntes de curto-circuito e que a proteção do sistema possa operar de acordo com as configurações originais de coordenação sem as unidades do GD.

Dessa forma, a prática de desligar os DGs sempre que ocorre uma falha pode levar a apagões desnecessários tornando o abastecimento do GD e, consequentemente, o sistema de distribuição muito pouco confiável (MANDITEREZA, BASSAL, 2016).

Entretanto, a confiabilidade pode ser melhorada significativamente se as áreas afetadas tiverem a capacidade de se separar da rede com os DGs continuando a alimentar o sistema ilhado, caso em que nenhum apagão é experimentado e não há perda para os proprietários de GDs sem falhas que continue fornecendo energia.

Além disso, o inversor e outras técnicas de controle introduzidas pelos fabricantes para dar aos GDs a capacidade de ultrapassagem de falhas resultam em contribuições de corrente de falha menores do que a corrente nominal do GD. O GD terá, portanto, pouco impacto na operação de proteção, mas isso pode levar a dificuldades na detecção e isolamento das falhas.

4. OUTRAS QUESTÕES TÉCNICAS DECORRENTES DA INTEGRAÇÃO DAS GDS

4.1 Estabilidade do sistema

Os sistemas elétricos de potência (SEPs) possuem alta complexidade, pois envolvem o funcionamento e o controle das diversas formas de geração de energia elétrica, de transmissão e de distribuição até os consumidores [66]. Sendo os sistemas GDs dispositivos ativos, a sua integração à rede em grandes quantidades pode introduzir comportamentos adversos à estabilidade dos SEPs e demandar controles adicionais que precisam ser estudados, apesar de atualmente o aspecto da estabilidade ainda não representar um problema (GRIGSBY, 2012; LOPES, 2007; POPOV *et al*., 2013).

O primeiro ponto a se considerar diz respeito à prática atual da desconexão dos sistemas GD em função de perturbações ou falhas no sistema. Em um cenário no qual haja um grande número de unidades GD conectadas ao SEP, a desconexão pode causar um desequilíbrio relevante entre a geração e a demanda, provocando uma possível instabilidade do sistema. Ainda no mesmo

cenário, a alta penetração de GD, especialmente de PFV, pode levar à redução da inércia efetiva do sistema e acarretar na diminuição do seu desempenho dinâmico (SHAH *et al.*, 2015; VIAWAN, 2006). Sobre esse último problema, a literatura apresenta como possível solução o armazenamento e uso de energia para manter a capacidade do sistema e contribuir com sua inércia (BASSO *et al*., 2012). Os possíveis problemas relacionados à estabilidade são ainda pouco relatados na literatura e tendem a ser complexos, especialmente pela integração de GDs de fontes e tecnologias variadas no SEP.

4.2 Requisitos de proteção na interface GD

Uma prática atual do setor para a proteção do sistema é a desconexão do GD para evitar o ilhamento indesejado, que se associa a diversos problemas que vão desde à dificuldade no controle da tensão e frequência da rede à problemas de baixa qualidade da energia fornecida no sistema ilhado (ROY *et al*., 2014; XYNGI, 2011; DYSKO, 2007; AELVARAJ *et al*., 2013). Porém, sendo necessário o fornecimento contínuo, com altos níveis de confiabilidade e qualidade de energia, os códigos de rede para o sistema de distribuição em vários países especificam que os GDs devem permanecer conectados e apoiar a rede durante contingências (ALMEIDA *et al*., 2014).

No que diz respeito à manutenção da tensão, os GDs não têm permissão para regular ativamente a tensão no ponto de acoplamento à rede e alterar seu fator de potência (FP), evitando-se a geração de tensões excessivas, o que poderia aumentar os riscos à segurança humana e a equipamentos (ROY, 2014; SHAH *et al.*, 2015; IEEE, 2008). No entanto, Roy *et al*. (2014) demonstrou que, com uma alta penetração de GDs, esta prática de controle pode levar a problemas de regulagem e instabilidade de tensão, com quedas de tensão abaixo dos limites inferiores ou com tensões ultrapassando os limites superiores. Como alternativa às práticas atuais, (ROY *et al*., 2014) aponta que uma combinação das práticas de controle de PF e tensão é necessária para melhorar a confiabilidade e estabilidade da rede, permitindo que os GDs absorvam ou injetem os vars necessários. Além disso, (HE *et al.*, 2012) argumenta que é

desejável que os próprios GDs participem do controle de tensão, pois as ocorrências de falhas no sistema poderão ser solucionadas por GDs com interface com conversor, pelo rápido fornecimento dos vars necessários para restaurar a tensão e evitar que o GD dispare em baixa tensão.

4.3 Ilhamento

Apesar da prática atual de desconexão das GDs para se evitar o ilhamento, o desligamento de grandes quantidades de GD pode comprometer a confiabilidade do abastecimento. Como é desejável que os GDs permaneçam conectados para dar suporte à recuperação da tensão (SHAH *et al.*, 2015; KARALIOLIOS, 2009), uma alternativa à prática atual é o ilhamento direcionado apenas ao setor afetado da rede, permanecendo as GDs disponíveis durante e após a ocorrência das falhas.

Uma necessidade que vem sido suprida por pesquisas como de Huayllas (2010), é o desenvolvimento de conceitos voltados ao controle de sistemas de micro-redes ilhadas. O controle de tensão e frequência das micro-redes são alguns dos desafios importantes em relação à sua implementação, porém apresentando também benefícios. Outro desafio é a proteção do sistema, que deve operar corretamente em qualquer um dos dois modos de operação - conectado à rede ou ilhado. Por fim, os estudos na literatura têm focado no desenvolvimento e controle de micro-redes com topologias bem definidas incluindo PCC (ponto de acoplamento comum) único ou múltiplo conhecido à rede. Porém, essa abordagem faz com que os constituintes da unidade ilhada não sejam pré-definidos. Assim, a pesquisa em micro-redes precisa considerar a inclusão da situação em que os GDs em um trecho não pré-determinado da rede possam ser ilhados com sucesso para continuar fornecendo a carga localizada.

5. CONCLUSÕES

O mercado de energia de sistemas GDs permite a inserção de novas fontes renováveis, entretanto o sistema pode apresentar implicações com a

instalação de DGs. A proteção da distribuição tradicional falha em sua função quando uma quantidade significativa de GD é integrada ao sistema de distribuição. Em maior medida, as estratégias de proteção sugeridas são aplicáveis a redes com estruturas ou topologias específicas, ou são concebidas para uma tecnologia de DG específica devido aos diferentes comportamentos de curto-circuito das DG. As estratégias propostas precisam ser aprimoradas e formuladas para aplicação a um sistema de distribuição geral com vários tipos de GD. A estabilidade no nível de distribuição é agora um tópico importante devido à alta penetração esperada de GD, e os esquemas de proteção precisam ser avaliados em relação à resposta dinâmica e estabilidade do sistema. Os sistemas de proteção local geralmente não são capazes de proteger contra distúrbios em todo o sistema, como aqueles causados por problemas de estabilidade de tensão e transientes, para os quais um algoritmo centralizado de nível superior pode ser implementado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AELVARAJ, K. N.; RAHIMHMAD, N. A. A review of the islanding detection methods in grid-connected PV inverters. Renew Sustain Energy Rev, 21 (2013), pp. 756-766.

ALMEIDA, P.M; BARBOSA, P.G.; DUQUE, C.A.; RIBEIRO, P.F. Grid connection considerations for the integration of PV and wind sources. In: Proceedings of the IEEE sixteenth international conference on harmonics and quality of power (ICHQP). Bucharest; 2014. p. 6–9.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/pubren2012482.pdf. Acesso em: 2 maio. 2018.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/pubren2015687.pdf. Acesso em: 2 maio. 2019.

ANEEL. Micro e minigeração distribuída. Cadernos Temáticos ANEEL. Brasília. DOI: 10.1109/HICSS.2004.1265377.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas%02antigas?p_auth=Re8wZaJM&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicapo%0Artlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column%022&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublic%0Aaportlet_ideParticipacaoPublica=3329&_participacaopublica_WAR_participacaopublic%0Aaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 22 set. 2021. ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 2021. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN%0A2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhN%0AGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9. Acesso em: 7 jul. 2021.

BASSO T, HAMBRICK J, DEBLASIO D. Update and review of IEEE P2030 Smart Grid Interoperability and IEEE 1547 interconnection standards. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). 2012. p. 1–7.

BRASIL. Decreto nº 5.163. 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 8 jul. 2021.

DYSKO, A., BOOTH, C., ANAYA-LARA, O., BURT, G. M. Reducing unnecessary disconnection of renewable generation from the power system IET Renew Power Gener, 1 (2007), pp. 41-48.

GRIGSBY, L.L. (Ed.). Power system stability and control (3rd ed), CRC Press, Boca Raton, Florida, USA (2012).

GOULART, J. Guerra do lobby do sol se acirra com expectativa de votação no Congresso. 2021. Disponível em: https://veja.abril.com.br/blog/radar-economico/guerra-do-lobby-do-sol-se-acirra-com-expectativa-de-votacao-no-congresso/. Acesso em: 6 ago. 2021.

HAMLYN, H.C.; WANG, L.; YANG, C.; CHEUNG, R. Investigations of impacts of distributed generations on feeder protections IEEE PES. In: Proceedings of the power energy society general meeting. 2009. p. 1–7.

HE, Y.; PETIT, M.; DESSANTE P. Optimization of the steady voltage profile in distribution systems by coordinating the controls of distributed generations. In: Proceedings of the third IEEE PES innovative smart grid technologies (ISGT Europe). Berlin, Europe; 2012. p. 1–7.

HUAYLLAS TE DEL CARPIO, DS, VASQUEZ_ARNEZRL. Microgrid systems: current status and challenges. In: Proceedings of the IEEE/PES transmission and distribution conference. 2010. p. 7–12.

IEEE. IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. Application Guide. IEEE: 2008.

KARALIOLIOS, P, COSTER, E, MYRZIK, J, KLING, W. Fault ride-through behavior of MV-connected wind turbines and CHP-plants during transmission grid disturbances. In: Proceedings of the 44th international universities power engineering conference. IEEE: 2009. pp. 1–5.

LOPES J.A.P. Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities Electr Power Syst Res, 77 (9) (2007), pp. 1189-1203.

MANDITEREZA, PATRICK TENDAYI; BANSAL, RAMESH. Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews, *[S. l.]*, v. 58, p. 1457–1465, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.276. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115016597.

POPOV M., XYNGI I. An intelligent algorithm for the protection of smart power systems September IEEE Trans Smart Grid, 4 (3) (2013), pp. 1541-1548.

ROSA, C. B.; RIGO, P. D.; REDISKE, G.; MOCCELLIN, A. P.; MAIRESSE SILUK, J. C.; MICHELS, L. How to measure organizational performance of

distributed generation in electric utilities? The Brazilian case. Renewable Energy, *[S. l.]*, v. 169, p. 191–203, 2021. DOI: 10.1016/j.renene.2021.01.027. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148121000331.

ROY, N.K., POTA H.R. Current status and issues of concern for the integration of distributed generation into electricity networks IEEE Syst J, PP (99) (2014), pp. 1-12 IEEE Early Access Article.

SHAH R., MITHULANANTHAN, N.,BANSAL R.C., RAMACHANDARAMURTHY V.K. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. Renew Sustain Energy Rev, 41 (2015), pp. 1423-1436.

SILVA, Marcos Aurélio Madureira Da. O sol já é taxado e quem paga são os brasileiros mais pobres. 2021. Disponível em: https://www.abradee.org.br/o-sol-ja-e-taxado-e-quem-paga-sao-os-brasileiros-mais-pobres/. Acesso em: 1 ago. 2021.

SIMONE, L. F. C.; SALLES, M. B. C. The impact of distributed generation on the energy tariff and the Utility revenue in Brazil. *In*: 2017 6TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER (ICCEP) 2017, Anais [...]. : IEEE, 2017. p. 370–375. DOI: 10.1109/ICCEP.2017.8004842. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/document/8004842/.

SOARES, B.; MADUREIRA, M. Subsídio a energia solar pesa especialmente para mais pobres e deve acabar. 2021. Disponível em: https://economia.uol.com.br/colunas/2021/06/29/o-pl-da-geracao-solar-distribuida-e-a-busca-pelo-equilibrio.htm. Acesso em: 15 ago. 2021.

VIAWAN F.A.. Steady state operation and control of power distribution systems in the presence of distributed generation (Thesis) Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden (2006).

XYNGI I.. An intelligent algorithm for smart grid protection applications (Ph.D. thesis) Delft University of Technology, Netherlands (2011).

IMPACTOS DE GERAÇÕES RENOVÁVEIS NA CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

Leonardo Batista de Santana[1]; Paulo Cícero Fritzen[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

O sistema elétrico brasileiro tem sua maior parcela baseada na geração hidroelétrica, fonte energética majoritária disponível no país. Contudo, ao longo dos anos, as constantes variações dos regimes de chuvas, fizeram as geradoras hidráulicas criarem um mecanismo de realocação de carga, onde seria possível realocar geração entre bacias, minimizando os impactos de secas. Contudo, com o crescimento constante de fontes energéticas intermitentes, como eólica e principalmente solar, o mecanismo de realocação, chamado MRE faz com que a geração hídrica seja deslocada do sistema, dando lugar a energia mais barata. Porém tal modelo, faz com que os investimentos em energias firmes não sejam mais tão atrativos, colocando em risco a confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

Palavras-chave: Energias Renováveis, MRE, GSF, Planejamento energético.

ABSTRACT

Most of the Brazilian electrical system is based on hydroelectric generation, the main energy source available in the country. However, over the years, the constant variations in rainfall, made the hydraulic generators create a load reallocation mechanism, where it would be possible to reallocate generation between basins, minimizing the impacts of droughts. However, with the constant growth of intermittent energy sources, such as wind and mainly solar, the reallocation mechanism, called MRE, causes hydroelectric generation to be displaced from the system, giving way to cheaper energy. However, such a model makes investments in firm energy no longer so attractive, jeopardizing the reliability of the electrical system as a whole.

Keywords: Renewable Energies, MRE, GSF, Energy Planning.

1. INTRODUÇÃO

Criado em 1998, o MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) visa dividir os riscos hidrológicos dos agentes geradores que estão sujeitas ao despacho de carga do ONS (Operador Nacional do Sistema), no qual a sazonalidade de uma região é compensada com o excedente de geração em outra região. Desta forma, respeita-se um equilíbrio de geração entre bacias hídricas do país. Na Figura 1 está apresentado um comparativo do ONS entre as gerações por submercado, que se pode verificar a variação de produção em função da época do ano.

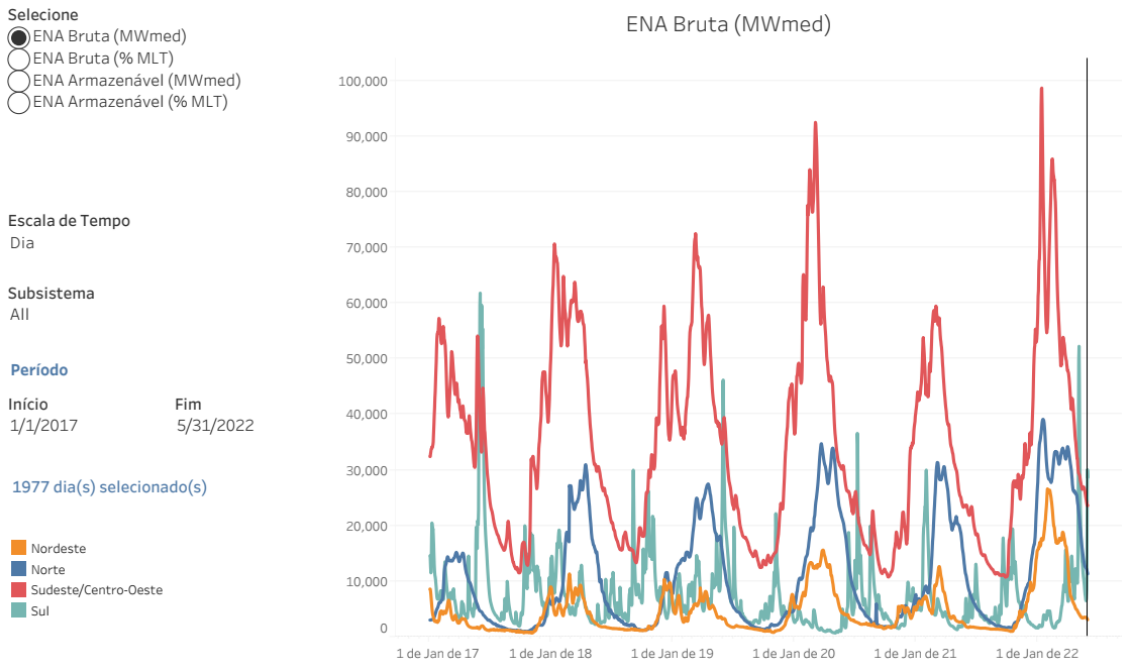


Figura 1 – Histórico de Energia de Afluente – 2017/2022

A curva apresentada na figura anterior está apresentando a característica de geradores das regiões Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-oeste e Sul, entre os períodos de 01/01/2019 e 31/12/2019. Pode se analisar que há uma variação entre os períodos de geração por região do país, e que devido a extensões

continentais, uma região chega a compensar parcialmente a falta de geração em outra região.

De início, o mecanismo se mostrou eficiente, onde os geradores partilhavam igualmente o sucesso de geração, porém tal cenário se manteve até meados de 2012, onde os constantes períodos de falta de chuva se tornaram cada vez mais fracos, e assim os geradores hídricos como um todo, começaram a não entregar sua geração prometida, denominada Garantia Física (GF). Um importante indicador do montante gerado pelo MRE é o GSF (Generation Scaling Factor), valor obtido a partir da razão entre o montante gerado pelos empreendimentos participantes do MRE, pela somatória da GF de todos os geradores. Tal indicador apresenta se o grupo gerou acima ou abaixo do comprometido pelo planejamento. Na Figura 2 pode-se notar que a partir de 2012-2013, o grupo de geradores hidráulicos passaram a não entregarem mais sua geração estimada como um todo.

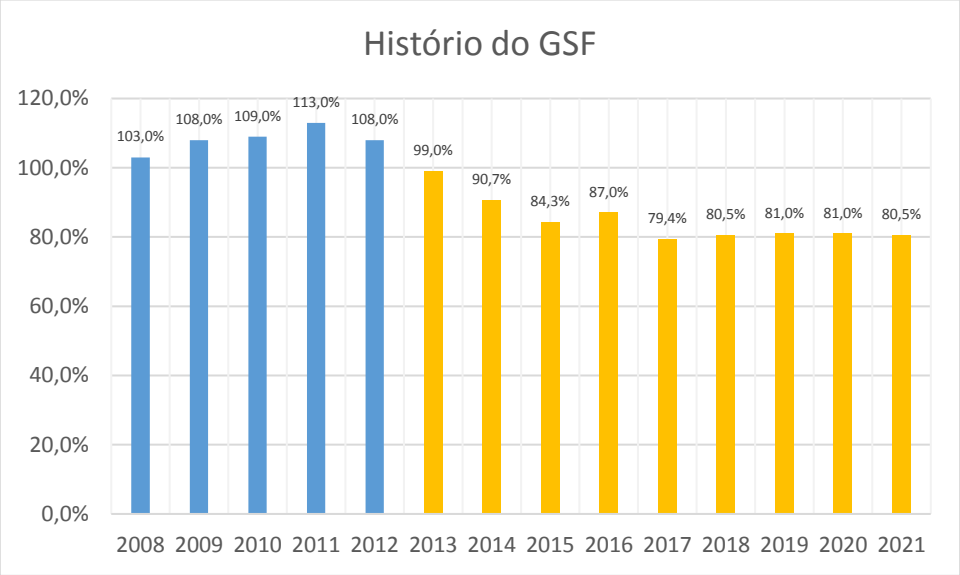


Figura 2 – Histórico GSF

2. CONCEITOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Atualmente o sistema elétrico brasileiro está baseado em sua maioria por cinco fontes energéticas: hidráulica, térmica, nuclear, eólica e solar. Como já

mencionado, a fonte predominante seria a hidráulica, representando 65,8% de toda a geração necessária. Contudo, com a constante evolução de tecnologias e técnicas de geração, outras fontes continuam evoluindo e aumentando sua participação na matriz energética. Na Figura 3 é apresentado uma projeção da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), da composição da matriz brasileira, separada pelas principais fontes. Nota-se que mesmo com um pequeno aumento das fontes hidráulicas, o crescimento percentual das fontes eólicas e solares será mais significativo.

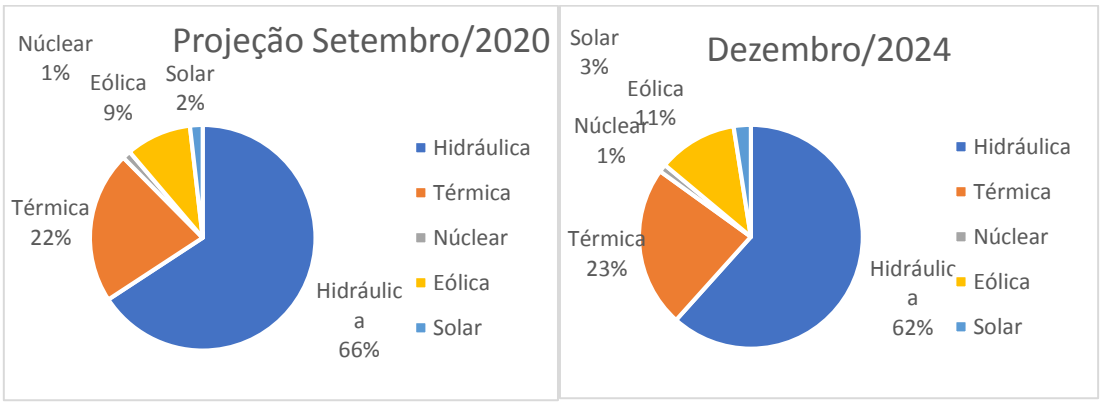


Figura 3 – Projeção da matriz energética brasileira para 2024

Tal perspectiva vai de encontro com as tendências mundiais, que tentam reduzir a dependência de fontes oriundas de combustíveis fósseis, como a maioria das gerações térmicas, e estimulam o crescimento de fontes antes não tão incentivadas. Na Figura 4, um levantamento feito pela EPE faz uma estrapolação da projeção da composição da matriz elétrica brasileira, no entanto, levando apenas em consideração os geradores já contratados via chamadas em leilão. É possível analisar que com o crescimento das fontes renováveis, a tendência e intensão é reduzir a parcela de dependência e participação de fontes térmicas, onde a contratação destas seria algo pontual, como energia de reserva.

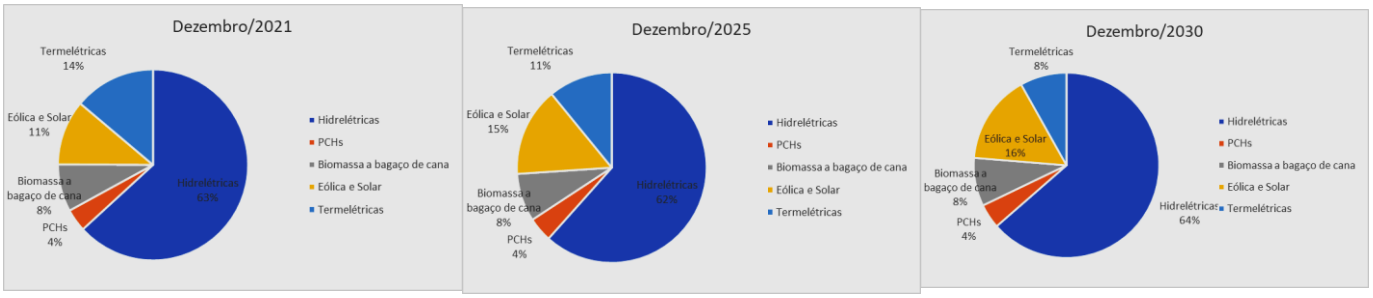


Figura 4 – Projeção da matriz energética brasileira para 2030

No entanto, conforme objetivo deste estudo, o crescimento de energias intermitentes como solar e eólica, trazem consigo uma consequência para as fontes de geração firmes, algo que será explanado na próxima secção.

2.1 Crescimento da Energia Eólica e Solar

Nos últimos oito anos as gerações eólicas e solares ganharam grande destaque devido ao seu desenvolvimento e assim ao seu aumento na participação do setor elétrico. Uma análise feita em 2019, referente à dois leilões de venda de cotas energéticas para fornecimento ACR (Ambiente de Contratação Regulada), analisou a parcela contratada de cada fonte. Na Tabela 1 têm-se os resultados de um leilão A-4 no ano de 2019.

Tabela 1- Resultado leilão de energia em 2019 para A-4

Resultado leilão de energia em 2019 para A-4				
Fonte	Energia (MW médios)	Quantidade de Empreendimentos	Preço médio R$/MWh	Deságio
Hidrelétrica	37,4	5	198,12	-31,20%
Eólica	15,2	3	79,99	-61,54%
Biomassa	7,4	1	179,87	-42,00%
Solar	21,1	6	67,48	-75,50%

Fonte: CCEE (2019)

Neste leilão foi estabelecido um preço médio pré-fixado por MWh de R$151,15. É possível verificar que todas as fontes tiveram um percentual significativo de depreciação do valor inicial pedido; todavia, as fontes eólicas e

solar foram as únicas que tiveram mais de 50% de seu preço depreciado e mesmo assim, tiveram cotas mínimas contratadas.

Na Tabela 2, está o resultado de um leilão A-6 ocorrido em 2019, onde mais uma vez o cenário é o mesmo: têm-se as fontes solar e eólica operando em torno de 50% do preço médio, e com boa parte de seus lotes disponíveis contratados.

Tabela 2- Resultado leilão de energia em 2019 para A-6

Resultado leilão de energia em 2019 para A-6			
Fonte	Energia (MW médios)	Quantidade de Empreendimentos	Preço médio R$/MWh
Hidrelétrica	172,2	27	205,78
Eólica	181,1	44	99,88
Biomassa	69,5	6	187,89
Gás Natural	673,1	3	188,87
Solar	59,5	11	84,383

Fonte: CCEE (2019)

3. PROSPOSTA DE COMPENSAÇÃO

Tendo em vista, a constante inserção de fontes renováveis no sistema elétrico brasileiro, e a sua intermitência no fornecimento energético, fica claro a necessidade de gerar correções para esta intermitência. Visando que a maior predominância de fonte renovável no país é a geração solar, será focado em técnicas de compensação para estas, assim como o que o planejamento energético visa para esta.

O atual sistema de geração distribuída, visa uma compensação de 100% da energia injetado na rede, onde a energia que é fornecido ao sistema de distribuição, retorna em sua totalidade na forma de crédito para a UC (unidade consumidora) proprietária da geração. Porém, uma reforma da resolução ANEEL 482/2012 já está em tramite via plenários na ANEEL, assim como votação no Congresso Nacional.

Desta maneira, têm se a seguinte possibilidade: a geração se fornecida à rede elétrica de distribuição, não será retornado em sua totalidade na forma de crédito para a UC destinada, e sim será aplicado um percentual à esta

compensação. Concessionárias e permissionárias do setor, explicam que tal ação é necessária para restituição de custos gerados em função de perdas no sistema, e investimentos necessários para eventuais reforços de rede. Contudo, tão ação não só altera a previsão de pay-back planejada por investidores, como afeta toda a dinâmica de um mercado recentemente criado. Na tabela 3, pode se analisar o atual cenário que têm se já implantado no país.

Tabela 3 – Relação de instalações GD por estado brasileiro

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
UF	**Quantidade**	**Quantidade de Ucs que recebem os créditos**	**Potência Instalada (kW)**
AC	105	106	1.454,03
AL	849	1.200	10.287,29
AM	345	402	4.231,88
AP	123	145	2.154,03
BA	3.002	3.999	31.759,58
CE	3.272	4.167	60.982,62
DF	1.309	1.398	18.961,51
ES	2.803	3.663	28.810,95
GO	4.743	6.013	59.818,92
MA	1.817	2.312	22.580,35
MG	30.116	51.734	364.059,30
MS	3.022	4.299	36.577,64
MT	6.674	7.039	141.089,20
PA	1.146	1.170	11.300,95
PB	2.128	3.260	28.959,33
PE	2.326	3.470	36.764,44
PI	1.664	2.191	23.072,45
PR	8.073	8.127	170.781,68
RJ	7.497	8.363	69.707,24
RN	1.994	2.504	28.280,07
RO	236	286	9.606,08
RR	40	49	769,29
RS	17.404	21.111	213.150,19
SC	5.822	7.399	68.616,13
SE	866	984	9.600,84
SP	21.568	28.150	185.558,61
TO	1.442	1.501	16.010,63
Total	130.386	175.042	1.654.945,23

Fonte: adaptado de ANEEL (2019)

A tabela anterior, pode se constatar o atual mercado que será impactado por tal medida, e como este pode ser dito como já concretizado.

Sendo assim, para as gerações fotovoltaicas, é propostos algumas técnicas de compensação para intermitência de fornecimento, baseadas no uso de acumuladores. Estas técnicas são aplicadas na lógica de controle dos inversores de frequência da geração, e têm como intenção melhorar o fator de capacidade destas.

A partir de visões como esta, fica claro a necessidade de correções e compensações geradas pelo uso massivo de gerações intermitentes. Desta forma, a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelos estudos que orientam o planejamento energético do país, lança um estudo recém-concluído, denominado “Estudo de integração de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica do Brasil”, onde é apresentado algumas propostas para correção de tal efeito colateral; dentre estas técnicas pode-se listar como principais a remuneração de energia no sistema elétrica, não como produto e sim como serviço ancilar prestado ao sistema. Tal possibilidade, preocupa no tocante ao custo marginal do sistema, que se elevaria em primeira análise, porém ainda não se tem um estudo aprofundado de como esta irá impactar a economia do sistema como um todo.

4. CONCLUSÕES

O sistema elétrico brasileiro possui um bom histórico de confiabilidade e segurança. Porém, essa história se faz baseada em gerações firmes como hidráulicas e térmicas. Nos dias atuais, a crescente participação de fontes intermitentes como eólica e solar faz repensar como continuar mantendo tal confiabilidade à um bom custo.

Atualmente a participação de fontes intermitentes já é algo tão considerável, que a maior parte dos empreendimentos de grande porte do tipo hídrico, têm sua geração deslocada em função da disponibilidade de geração a um custo menor ser o suficiente para fornecer a demanda solicitada pela carga. Pode-se dizer que tal efeito impacta diretamente no risco da geração hidráulica,

que hoje não é mais ameaçado apenas pela disponibilidade de geração em função do regime de chuvas, mas sim da disponibilidade de geração em função da ocupação do sistema. Se há geração disponível à um custo menor para fornecer a demanda naquele momento, a geração hídrica não entre no sistema. No entanto, a fonte que oferta energia a um custo extremamente competitivo, não possui bons fatores de capacidade, e assim não opera com constância satisfatória para o sistema elétrico.

De fato, a energia de fontes como eólica e solar possui custos mais reduzidos se comparados a fontes convencionais como hidráulicas e térmicas, contudo não é possível renunciar à constância e confiabilidade que estas fontes forneceram até os dias de hoje. É necessário avaliar como que se dará a inserção de novos tipos de geradores no sistema elétrico, e como este impactará o risco de se investir em outros tipos de geração.

A verdade que fica, é que para que a constante evolução dos sistemas fotovoltaicos ocorra, a associação com acumuladores é imprescindível, e para isto, a evolução das técnicas de acúmulo deve acontecer. É necessário encontrar opções mais eficazes e com custos reduzidos; só assim teremos uma realidade favorável para este tipo de geração e arranjo.

Por fim, o mercado hídrico passa por um replanejamento, a fim de propor novos benefícios para este modelo de negócio; e com novas regras, reduzir o risco de um empreendimento hidráulico, que além de ser de valor muito mais elevado se comparado às fontes concorrentes, possui menor mobilidade e flexibilidade. Energia renovável é algo que se deve desenvolver e evoluir, mas o seu uso deve ser planejado junto ao sistema já em prática como um todo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA”, Acervo ANEEL, <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp (current Nov. 6, 2019)>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº482, DE 17 DE ABRIL DE 2012”, Acervo ANEEL,<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf (current Nov. 6, 2019)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. 29º LEILÃO DE ENERGIA PROVENIENTE DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO (LEILÃO “A-4”), Disponível em: < https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=179> Acesso em: 28 de outubro de 2020

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. 30º LEILÃO DE ENERGIA PROVENIENTE DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO (LEILÃO “A-6”), Disponível em: < https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=181> Acesso em: 28 de outubro de 2020

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL ABRE CONSULTA SOBRE FUTURA NORMA DE REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO, Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aneel-abre-consulta-sobre-futura-norma-de-repactuacao-do-risco-hidrologico/656877> Acesso em: 28 de outubro de 2020

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. REN 109/2004 – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº109, DE 26 DE OUTUBRO DE 2004, Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf> Acesso em: 28 de outubro de 2020

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE, Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afrLoop=752947624031402&_adf.ctrlstate=3p7mnhz8r_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D752947624031402%26_adf.ctrl-state%3D3p7mnhz8r_5> Acesso em: 28 de outubro de 2020

DARWICHE, T. J., ANÁLISE DA REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PARTICIPANTES DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente, USP – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016

DE BRITO, M. C. T., ANÁLISE DA REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS PARTICIPANTES DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético – COPPE, UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Estudo de integração de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica do Brasil. Disponível em:< https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracao-de-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil > Acesso em: 11 de abril de 2021

GRAOSQUE, A. A. B., Dias, J.B.. Sistema fotovoltaico conectado à rede com microinversores usando estocagem. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - PPGEM. Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

PIRES, Lucas Pereira. Projeto e desenvolvimento de um inversor solar com ponte completa bidirecional para microrredes CC conectadas à rede CA em baixa tensão. 2016. 121 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.di.2016.551

RODRIGUES, M. A., ROMANELI, E. F. R., URBANETZ Jr, J., Modos de Operação do inversor bidirecional aplicáveis ao Sistema Fotovoltaico Conectado à rede com armazenamento de Energia, XII Congresso Brasileiro de

Planejamento Energético 2020 - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2020

SOUZA, A. S., MARIANO, J. D., URBANETZ Jr, J. Sistema fotovoltaico de 10 kwp conectado à rede com armazenamento de energia em Curitiba. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020. PPGSE e PPGEC Universidade Tecnológica Federal do Paraná

O LUGAR DAS TERMOELÉTRICAS NO ESPÍRITO SANTO: UM DEBATE SOBRE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL E POLÍTICA ENERGÉTICA REGIONAL

Jayme Karlos Reis Lopes

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

RESUMO

Este artigo busca explorar as motivações do predomínio da geração termoelétrica, no estado do Espírito Santo. Foram levados em consideração, dados de investigação contidas em tese de doutoramento defendida em 2021, que consideram o peso da política industrial nacional na lógica de formação dos setores elétricos regionais ao longo do século XX. É possível dizer, que em um contexto de profundas desigualdades econômicas, a dinâmica de implementação de parques industriais ou de modernização econômica no Brasil, beneficiou historicamente a cooptação das regiões menos desenvolvidas da federação, para a implementação de um conjunto de ações de políticas econômicas nacionais. O que, como demonstraremos, se mostra decisivo para o desenho do composto de geração elétrica atual em âmbito estadual.

Palavras-chave: Política Energética Regional; Transição Energética; Termoelétricas; Desenvolvimento industrial.

ABSTRACT

This article seeks to explore the reasons for the predominance of thermoelectric generation in the state of Espírito Santo. Research data contained in a doctoral thesis defended in 2021 were considered, which consider the weight of national industrial policy in the logic of formation of regional electricity sectors throughout the 20th century. It is possible to say that in a context of deep economic inequalities, the dynamics of implementing industrial parks or economic modernization in Brazil, historically benefited the co-option of the less developed regions of the federation, for the implementation of a set of actions of national

economic policies. Which, as we will demonstrate, proves to be decisive for the design of the current electric generation compound at the state level.

Keywords: Regional Energy Policy; Energy Transition; thermoelectric plants; industrial development.

1. INTRODUÇÃO

Inicialmente, podemos dizer que em um debate consolidado sobre a necessidade de uma matriz elétrica renovável, o Brasil está bem localizado. Tendo grande parte da sua energia elétrica, gerada a partir de hidroelétricas, à biomassa e desde parques eólicos. Não sendo menos notáveis, os esforços brasileiros na direção da diversificação da matriz elétrica nos últimos 30 anos.

Não obstante a estes avanços, atualmente 10 dos 26 estados brasileiros – além do Distrito Federal - com geração interna de energia elétrica, a produzem majoritariamente por fontes não renováveis e com alta emissão de CO_2. O estado Espírito Santo é um destes entes federados, tendo como característica, uma forte dependência do sistema nacional integrado, uma produção interna pequena e baseada em fontes termoelétricas.

Uma das dimensões que não devem ser negligenciadas na questão capixaba, é a influência das históricas desigualdades das economias regionais, que foram determinantes na aplicação de distintas políticas para o setor de energia elétrica nas regiões brasileiras, o que vem provocando problemas no desenvolvimento da infraestrutura elétrica nos estados localizados na periferia do capitalismo brasileiro.

Uma outra dimensão, é o impacto da presença maciça do Estado nacional como fomentador dos projetos de industrialização regional ao longo do século XX. Condição que propiciou uma ligação umbilical entre a promoção da infraestrutura elétrica e o processo de industrialização, relegando a geração interna as necessidades uma indústria de base eletrointensiva. No caso do Espírito Santo, conduzido ao predomínio da autoprodução produção de energia elétrica associada a indústria siderúrgica e de celulose.

Condição que se reafirma nas primeiras décadas dos anos 2000, a partir da necessidade de investimento estatal em produção regional de eletricidade devido à crise de abastecimento nacional entre 2001 e 2002. Neste momento, são propostos incentivos por parte do governo do Espírito Santo para a geração termoelétrica em atendimento da demanda de diversos projetos industriais capixabas baseados no momento de crescimento econômico nacional, chegando em 2007 ao planejamento de 7 plantas de geração termoelétrica.

Como resultado, entre 2008 e 2018, as termelétricas representaram mais de 50% da eletricidade produzida no estado, sendo em sua maioria, fruto de autoprodução com base em empresas extrativistas, de aço, e de papel e celulose. A seguir, aprofundaremos a discussão com algumas condicionantes históricas capixabas da implementação de um setor de eletricidade.

2. O ENTRELAÇAMENTO ENTRE O PROJETO INDUSTRIAL NACIONAL E O SETOR ELÉTRICO CAPIXABA

No estado do Espírito Santo, diferente dos demais estados da região Sudeste, e principalmente de São Paulo, onde o capital de comercialização do café nos primeiros anos do século XX financiou a modernização econômica e a implementação de uma infraestrutura elétrica inicial, a importância da cultura cafeeira se deu pela particularidade de um modelo econômico e um modo de organização social. Me refiro a uma forma característica de expansão da atividade econômica, ocupação territorial e formação comunitária, baseada na pequena propriedade familiar, nas quais conviviam a economia de subsistência e a produção para geração de excedente.

Neste cenário, a industrialização em terras capixabas se deu quase que exclusivamente pela necessidade de sobrevivência econômica, em decorrência de uma severa crise da cafeicultura que se arrastaria até o final da década de 1960[1]. Situação que propiciou a construção dos aparatos políticos e econômicos

[1] É paradoxalmente, entre as décadas de 1940 e 1950, que se chega ao máximo da expansão da cafeicultura em território capixaba, sendo o evento complementar de uma tempestade perfeita, na qual conjugam, ao mesmo tempo, pragas nos cafezais[1], o início de um programa

necessário para sustentar uma infraestrutura de modernização econômica do estado: a energia elétrica.

A partir daí, desenvolvimento estatal, forças políticas regionais e energia elétrica revelaram-se em dimensões que assumiram sua forma final sob a coordenação do Estado nacional. Onde, o papel da infraestrutura de energia no contexto da modernização, foi sobretudo, o de articulação entre um projeto de desenvolvimento economico local e um modelo de desenvolvimento industrial nacional.

A crise político-institucional que deu origem ao golpe de 1964, teve uma importância significativa para a consolidação deste teatro. Principalmente, a partir da implantação de reformas no setor elétrico que, por um lado, incorporaram o sentido autoritário resultante do movimento militar e, por outro, atenderam a necessidade de reorganização do investimento público, de modo a adequá-lo ao estágio alcançado pela economia brasileira.

O maior exemplo destes movimentos, para além da consolidação a Centrais Elétricas do Brasil S/A (Eletrobras), talvez tenha sido o processo de nacionalização do setor elétrico em âmbito regional que se inicia em 1964, com a aquisição pela Eletrobrás de todas as empresas do grupo American Foreign and Power (AMFORP)[2]. No Espírito Santo, este contexto deu impulso para a fusão definitiva da Companhia Central Brasileira de Força e Energia (CCBFE) com a estatal Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (ESCELSA), além da transferência da nova empresa de energia para o controle federal.

nacional de erradicação, e finalmente, novos setores da economia capixaba ganham dinamismo, acelerando a falta de mão de obra. O resultado mais direto disso é, já nos primeiros anos da década de 1960, o declínio derradeiro do cultivo de café. Em 1960, 56,6% da arrecadação com exportações do estado do Espírito Santo vinham do café, e como a características do cultivo se relacionavam fortemente com uma produção agrícola familiar em pequenas propriedades, estabeleceu-se uma crise de grandes proporções em vários lugares da sociedade capixaba. Por exemplo, entre 1962 e 1967, foram erradicados 53,8% dos cafeeiros capixabas, gerando a eliminação de 60mil empregos, o que equivaleu a 200 mil pessoas migrando do campo para a cidade (LOPES, 2021).

[2] Processo concluído apenas em 1979, com a compra da Light, encerrando a participação dessas duas empresas estrangeiras no setor elétrico nacional.

Em paralelo ao desenvolvimento de um setor elétrico capixaba, a partir do final da década de 1960, foram ampliados os papeis de grandes companhias industriais privadas e estatais no desenvolvimento de vários setores da economia capixaba. Entre estas empresas estão a Companhia Vale do Rio Doce (hoje Vale), a fábrica de celulose Aracruz Celulose (hoje Suzano Papel e Celulose), portuária e logístico (integração com centro-oeste do país através do porto de Tubarão), naval (estaleiros) e turístico.

Acompanhando as novas necessidades locais, o abastecimento de energia elétrica pelo sistema da ESCELSA chegou em 1970 ao pico de 196763kw[3], mais do que o planejado para o período, que era de 170.900kW. Neste momento, se optava por uma expansão do sistema menos relacionada ao caráter regional da produção, e mais à interligação com sistema elétrico nacional e ao Plano 90, que concebeu vários projetos de geração de energia em larga escala, centralizados em determinadas regiões do país. O que possibilitava ao Espírito Santo, até aquele momento, assegurar um suprimento de energia completo para o todos os setores da economia, sem nenhum grande investimento em produção interna.

3. A NECESSIDADE DE GERAÇÃO INTERNA E O AVANÇO DAS TERMOELÉTRICAS

A liberalização comercial de 1994 a 1999, com o Plano Real e a paridade cambial de R$ 1 por US$ 1, fez com que houvesse um forte incremento das atividades de exportação e importações. O Espírito Santo se beneficiaria, sobretudo, com o Fundo de Desenvolvimento das Atividades Portuárias (FUNDAP), que financiava as empresas importadoras e que acabou por viabilizar o aumento em grande escala do volume de transações através dos portos capixabas.

[3] Na primeira metade dos anos 1970 foi concluído o programa de conversão de frequência para 60 Hz e iniciada a interligação do sistema elétrico do Espírito Santo com o da Região Sudeste, concluída até o final da década (BITTENCOURT, 1984). A construção dessas três unidades proporcionou ao Espírito Santo a autossuficiência até meados da década.

Estas mudanças trouxeram reflexos diretos, a começar pela implementação de tecnologias industriais, e passando por uma nova estruturação administrativa nas empresas, além da entrada de grandes conglomerados econômicos nacionais e internacionais em vários setores da economia[4].

Contudo, estas dinâmicas serão fortemente impactadas pela crise energética de 2001. Toda esta crise de abastecimento de energia elétrica com os apagões, racionamento e crise regulatória, atingiu em cheio o território capixaba. O que faz a Federação das indústrias do Estado do Espírito Santo (FINDES) cobrar sistematicamente, ainda durante crise de abastecimento de 2001, a melhoria do sistema elétrico com o aumento da produção interna[5].

Tendo em vista o cenário, em 2001 a ESCELSA como companhia já privatizada, recebe um aporte de R$ 196 milhões do BNDES[6] para recomposição das perdas com o racionamento, investimento em geração, além da incorporação dos projetos dos linhões de transmissão para melhoria da ligação entre a rede capixaba e o serviço de Furnas e da CEMIG.

Em 2003, o governo do Espírito Santo dá incentivos a geração térmica[7], inclusive, aquela relacionada à produção a partir de empreendimentos industriais – sobretudo, autoprodução -. Em 2007, leva à realização de um leilão de energia

[4] Para se ter uma ideia da importância dessas empresas, em um ranking das 200 Maiores do Espírito Santo, desenvolvido pelo *Instituto Euvaldo Lodi (IEL)* – instituto ligado a Federação das Indústrias do Espírito Santo (FINDES) – respectivamente, Vale (CVRD), ArcelorMittal Tubarão, Aracruz Celulose e Samarco foram as quatro maiores empresas do estado em 2008, com Receita Operacional Bruta (ROB) gerada localmente superior a R$ 23,2 bilhões, representando mais de 60% do total de ROB das empresas atuantes no estado. Outro modo de se analisar o peso das grandes empresas eletrointensivas na indústria local é a participação delas nas exportações capixabas. Os dados do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (2007) mostram que em 2006 as empresas dos Grandes Projetos – CVRD e coligadas, ArcelorMittal Tubarão, Samarco, Aracruz Celulose – tiveram uma participação de 75,4% no valor das exportações estaduais (LOPES, 2021).

[5] FINDES cobra geração de energia no Estado. Jornal A Gazeta. 23 de janeiro de 2002, p. 7.
[6] Escelsa recebe R$ 196 milhões do BNDE. Jornal A Gazeta. 12 de março de 2002, p. 4.
[7] Investimentos garantem térmicas em 2003. Jornal A Gazeta, Vitória, ES, 20 de setembro de 2001, p.07.

nova[8], com previsão de instalação de 7 plantas de geração para atendimento a toda rede[9].

Neste mesmo período, o projeto viabilizado ao longo dos dois primeiros mandatos do governador Paulo Hartung de 2003-2007 e 2007-2011 e consolidado na sequência por Renato Casagrande 2011-2015, foi o momento em que o estado recebeu, proporcionalmente, um dos maiores índices de investimento público e privado da federação. Segundo dados do Instituto Jones dos Santos Neves (2012), entre 2008 e 2020, a economia capixaba recebeu investimentos de R$ 143,1 bilhões, dos quais, o setor de energia significou anualmente, em média, 11,84% dos recursos totais do período[10].

Todo este contexto sugere, que o caminho adotado pelo estado para superar a crise de abastecimento, assim como no contexto nacional, passaria pela expansão a partir de termelétricas. Por mais que esta situação estivesse umbilicalmente relacionada à solução nacional, o quadro das crises de abastecimento – que passavam pela solução térmica como um remédio rápido e financeiramente viável –, no contexto capixaba, aliou-se a um histórico já consolidado de autoprodução de energia de uma indústria eletrointensiva.

É possível ver na tabela 1 e 2, que as termelétricas instaladas no Espírito Santo são em sua maioria fruto de autoprodução, particularmente, desde indústrias extrativistas, de aço e siderurgia, e papel e celulose – justamente aqueles setores presentes no passado – do projeto de desenvolvimento capixaba entre as décadas de 1960, 1970, 1980 e 1990. Entre 2008 e 2018 as termelétricas representaram mais de 50% da eletricidade produzida no estado[11], chegando a impressionantes 66,60% em 2016.

[8] Nesses leilões, os empreendedores concorrem para a instalação e operação de usinas de geração para atender o crescimento da demanda prevista. Com o objetivo preencher o aumento de carga das distribuidoras.
[9] Contudo, até 2020, apenas duas haviam sido construídas.

[10] Instituto Jones dos Santos Neves (IJSN). Investimentos Concluídos no Espírito Santo, 2008-2011; 2012; 2013; 2014; 2015-2020.
[11] Ministério das Minas e Energia (MME), 2018.

Tabela 1 - Termelétricas no Espírito Santo

USINA	POTÊNCIA (MW)
ArcelorMittal Tubarão* (antiga CST)	225,10
Suzano Celulose* (antiga Aracruz Celulose)	210,40
UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo **	204,00
Tevisa Viana S/A**	174,30
Sol*	147,30
Outros Autoprodutores	51,01
Vale Complexo de Tubarão GE2*	2,56
Vale Complexo de Tubarão GE1*	2,56
Vale Complexo de Tubarão 7GE*	1,60
Vale Complexo de Tubarão GE8*	1,60
Total	**1011,65**

*Autoprodutores. **Usinas Termoelétricas Privadas. Fonte: ARSP, 2015 (adaptado)

Tabela 2 – Geração de eletricidade por fonte, 2008 - 2018

GERAÇÃO POR FONTE (%)	ANO							
	2008	2009	2010	2012	2014	2016	2017	2018
RENOVÁVEL	**49,2**	**60,3**	**59,3**	**54,8**	**38,3**	**33,4**	**34,9**	**43,6**
Hidráulica (CGH, PCH e UHE)	24,1	35,0	33,8	31,3	20,0	13,2	14,4	24,7
Térmica Renovável (Biomassa de Cana, Lixívia)	25,1	25,3	25,5	23,5	18,3	20,2	20,5	18,9
NÃO-RENOVÁVEL	**50,8**	**39,7**	**40,7**	**45,2**	**61,7**	**66,6**	**65,1**	**56,4**
Térmicas Gases de Processo (Aciaria, Coqueria, Alto forno)	50,8	39,7	40,7	32,6	28,9	40,5	36,4	35,1
Térmicas a Gás Natural	-	-	-	8,1	18,9	21,4	20,8	18,5
Térmicas Óleo Combustível	-	-	-	4,5	13,8	4,7	7,8	2,8
TOTAL	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Fonte: Agência Reguladora dos Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP) (adaptado)

Outra questão que surge ao observarmos a tabela 2 é que, além da predominância da geração de energia por gases de processo, destaca-se uma franca expansão da utilização do gás natural como fonte para produção de energia pelas plantas termelétricas, a partir de 2012. O que também é demonstrado no gráfico 1, na comparação da geração de energia por MWh:

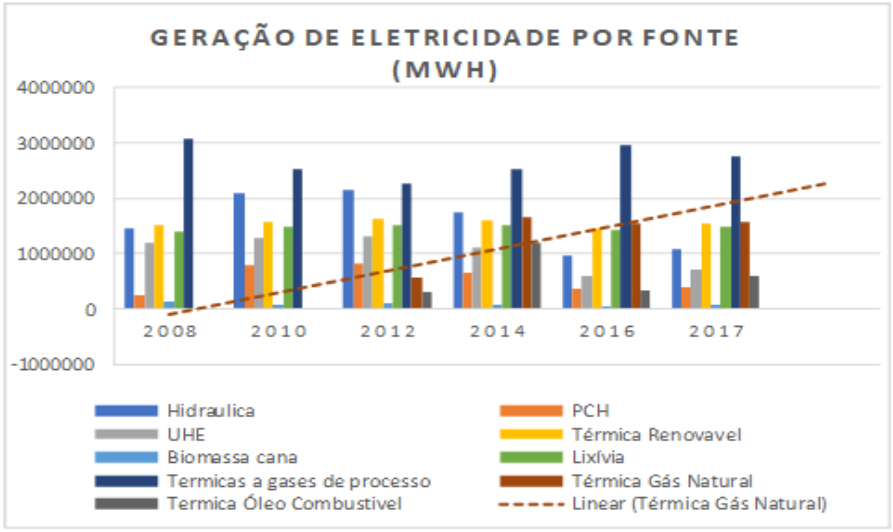


Gráfico 1 - Fonte: Agência Reguladora dos Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP)

Cabe apontar, neste contexto, para o investimento na exploração de petróleo e gás natural, inseridos no contexto de expansão da indústria extrativista. A indústria extrativa capixaba é um dos ramos que se desenvolve desde os anos 60, e que reúne as atividades de extração de minerais metálicos, de petróleo e gás natural, de minerais não-metálicos e de carvão mineral. A extração de minerais metálicos, o de petróleo e gás e o de minerais não metálicos responderam, em 2005, a 28,6%, 8,4% e 5,2%, respectivamente, do Valor da Transformação Industrial (VTI)[12] do estado.

[12]O Valor da Transformação Industrial (VTI) corresponde à diferença entre o valor bruto da produção industrial (VBPI), isto é, a soma das vendas de produtos e serviços industriais (receita líquida industrial), variação dos estoques dos produtos acabados e em elaboração, e produção própria realizada para o ativo imobilizado e o custo com as operações industriais (COI), sendo estes os custos ligados diretamente à produção industrial, ou seja, é o resultado da soma do consumo de matérias-primas, materiais auxiliares e componentes, da compra de energia elétrica, do consumo de combustíveis e peças e acessórios; e dos serviços industriais e de manutenção

É relevante, destacar a implementação do gás natural no Espírito Santo com o incremento da produção na Bacia de Campos[13], nos anos 1990. Mesmo que a produção de gás tenha sido reduzida em 2009 em função da crise mundial do ano anterior, o Espírito Santo representou, naquele ano, 5,1% da produção nacional de petróleo e gás nacional, sendo que, as reservas provadas estado corresponderam a 13% das brasileiras em 2009[14].

Nos gráficos 2 e 3 é possível perceber a contínua escalada da produção de gás natural desde 2005, na qual o setor de energia se coloca como principal consumidor de gás natural, com um crescimento contínuo desde 2008.

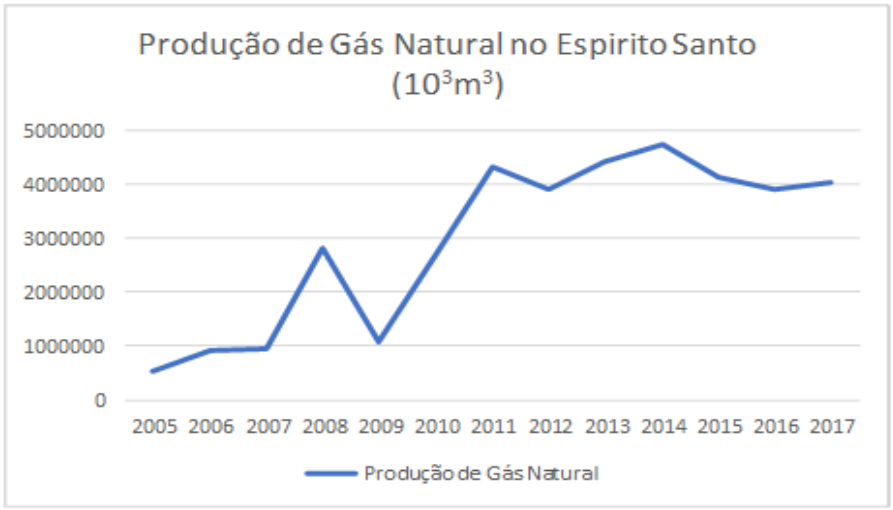


Gráfico 2 - Fonte: Agência reguladora de serviços públicos do Espírito Santo (ARSP), 2018

e reparação de máquinas e equipamentos ligados à produção prestados por terceiros. NESCAT/UFSC. Disponível em: https://necat.ufsc.br/valor-de-transformacao-industrial-ibge/. Acessado em 08 dez. 2020.

[13] A Bacia de Campos é uma bacia sedimentar brasileira situada na costa norte do estado do Rio de Janeiro, estendendo-se até o sul do estado do Espírito Santo. A bacia compreende 100 mil quilômetros quadrados, sendo a maior província petrolífera do Brasil, responsável por mais de 80% da produção nacional do petróleo.

[14] Instituto Jones dos Santos Neves (IJSN). Espírito Santo: instituições, desenvolvimento e inclusão social. Vitória, ES, 2010.

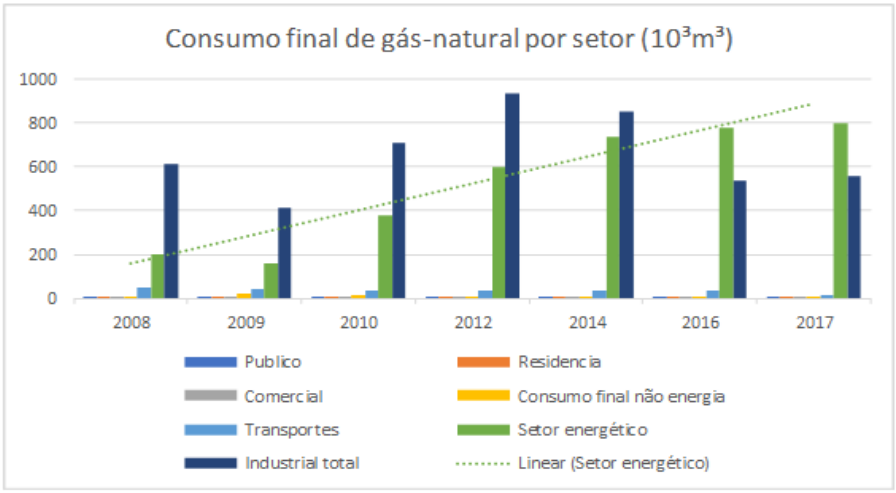


Gráfico 3 - Fonte: Agência reguladora de serviços públicos do Espírito Santo (ARSP)

4. CONCLUSÕES

É relevante apontar para a relevância da política de desenvolvimento industrial nacional ao longo do século XX, para a construção e desenho da infraestrutura elétrica regional. A necessidade de produção interna de energia elétrica no Espírito Santo, no momento posterior à crise de abastecimento de 2001, se mostra um dos reflexos desta relação histórica, quando se baseia em projetos de usinas termoelétricas – a gases de processo, a gás natural, carvão ou óleo combustível –, em sua maioria, autoprodutores a partir de complexos industriais eletrointensivos.

Neste cenário, se coloca um paradoxo para o Espírito Santo: se por um lado o estado encontra-se cada vez mais inserido em uma lógica internacional, que pressupõe produção de energia descentralizada, por fontes renováveis e não poluentes, por outro lado, tem um suprimento abundante e barato de gás natural e gases de processo, necessitando ser mais independente do suprimento do SNI.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BITTENCOURT, Gabriel Augusto de Mello. A formação econômica do Espírito Santo: o roteiro da industrialização, do engenho às grandes indústrias (1535-1980). Rio de Janeiro: Cátedra; Vitória, ES: Departamento Estadual de Cultura, 1987. 302p.

Estado ganha mais 7 usinas. A Tribuna, Vitória, ES, 01/10/2008, p.27.

Hartung pede a Lula novo linhão e termelétrica contra o apagão. A Gazeta, Vitória, ES, 02/10/2007, p.16.

INSTITUTO JONES DOS SANTOS NEVES (IJSN). Espírito Santo: instituições, desenvolvimento e inclusão social. Vitória, ES, 2010.

Investimentos garantem térmicas em 2003. Jornal A Gazeta, Vitória, ES, 20 de setembro de 2001, p.07.

LOPES, Jayme K. R. A política da eletricidade: modernização estatal brasileira e o setor de energia elétrica do Espírito Santo. Tese (doutorado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Ciências Sociais, 2021. 190p.

O PAPEL DAS UNIVERSIDADES PÚBLICAS PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: A EXPERIÊNCIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS

Rubem Souza[1]; Márcia Drumond Sardinha[2]

[1]Universidade Federal do Amazonas; [2]Universidade Federal de Itajubá

RESUMO

A transição energética para uma economia de baixo carbono é um processo desafiador para o qual não há um caminho único e tampouco, perfeitamente definido, estando a sociedade em geral na busca de soluções que sejam adequadas a sua realidade. Os avanços tecnológicos estão contribuindo para que passos significativos sejam dados nessa temática. Se nos países desenvolvidos a transição energética representa um grande desafio, o que dizer desse processo no contexto da região amazônica (RA) brasileira. Na RA o uso de combustíveis fósseis se faz presente fortemente no suprimento dos sistemas isolados, além de serem os propulsores dos meios de transportes de carga e passageiros em toda a região. Além disso, há um contingente populacional, não devidamente quantificado, sem acesso ao serviço de energia elétrica que utiliza tecnologias de baixa eficiência como fogões a lenha tradicionais e lampiões a querosene. Soma-se a esse cenário a precariedade da organização do poder público local para produzir e conduzir políticas públicas que contribuam com a solução dessa problemática. Para superação dessas barreiras entende-se ser de fundamental importância a participação efetiva das universidades públicas, para além da formação de recursos humanos e produção de conhecimentos. Assim, este artigo aborda a experiência que vem se desenvolvendo no âmbito da universidade Federal do Amazonas – UFAM no sentido de propor políticas públicas para o desenvolvimento do setor energético regional.

Palavras-chave: Transição energética; Universidade, Amazônia brasileira; Políticas Públicas

ABSTRACT

The energy transition to a low carbon economy is a challenging process for which there is no single or perfectly defined path, with society in general looking for solutions that are appropriate to its reality. Technological advances are contributing to significant steps being taken in this area. If in developed countries the energy transition represents a great challenge, what can we say about this process in the context of the Brazilian Amazon region (AR). In AR, the use of fossil fuels is strongly present in the supply of isolated systems, in addition to being the propellers of the means of transport of cargo and passengers throughout the region. In addition, there is a population contingent, not properly quantified, without access to electricity services that use low-efficiency technologies such as traditional wood stoves and kerosene lamps. Added to this scenario is the precariousness of the organization of the local public power to produce and conduct public policies that contribute to the solution of this problem. In order to overcome these barriers, it is understood that the effective participation of public universities is of fundamental importance, in addition to the training of human resources and production of knowledge. Thus, this article addresses the experience that has been developing within the scope of the Federal University of Amazonas - UFAM in order to propose public policies for the development of the regional energy sector.

Keywords: Energy transition; university; Brazilian Amazon; Public policy.

1. INTRODUÇÃO

A Organização das Nações Unidas (ONU) na Cúpula realizada em 2015, elaborou a chamada Agenda 2030 na qual constam 17 objetivos de desenvolvimento sustentáveis (ODS).

Ao se observar vis a vis a realidade energética e socioeconômica da região amazônica brasileira, fica patente que atingir os ODS nesse cenário representa um grande desafio.

A Região Amazônica (RA), em que pese a existência de uma diversidade de recursos energéticos renováveis, abriga 99,20% dos sistemas elétricos

isolados, supridos majoritariamente por grupo geradores a óleo diesel, atendendo uma população de 2.972.751 pessoas, de acordo com EPE (2022). Além disso, o óleo diesel é o combustível predominantemente usado no transporte fluvial e terrestre de cargas e passageiros na região. Soma-se a esse cenário um contingente populacional, não devidamente quantificado, sem acesso ao serviço de energia elétrica que utiliza tecnologias de baixa eficiência como fogões a lenha tradicionais e lampiões a querosene. Ao lançar o olhar para estrutura organizacional do setor público local, fica evidente que o mesmo está desprovido das condições mínimas para produzir e conduzir políticas públicas que contribuam para a solução dessa problemática. A questão é como transformar esse cenário e atingir os ODS.

Nesse contexto tem-se o processo de transição energética, que consisti, em síntese, na descarbonização do setor energético mundial com grandes desafios tecnológicos, econômicos, políticos e sociais.

Alguns países estão apostando na participação efetiva dos municípios para aprimorar o desenvolvimento das tecnologias de energias renováveis (TERES). Nesse contexto, Lerman et all (2021) assim se manifestam:

> O modelo de hélice tripla (TH), baseado na universidade, indústria e governo, pode desempenhar um papel importante no apoio e estabelecimento de políticas locais para FER (Fontes de Energia Renováveis).

Concordando com Lerman e demais autores, acredita-se que as universidades públicas possuem papel determinante nesse processo. No entanto, no tocante ao cenário amazônico brasileiro, as ações das universidades públicas precisam transcender a formação de recursos humanos e a produção de conhecimentos, podendo contribuir na construção de políticas estruturantes para a promoção do desenvolvimento do setor energético local e regional. Assim, esse artigo relata a experiência que vem sendo desenvolvida no âmbito da Universidade Federal do Amazonas (UFAM), via seu Fórum Permanente de

Energia (FPE) sob a responsabilidade do Centro de Desenvolvimento Energético Amazônico (CDEAM).

2. DESAFIOS DO SETOR ENERGÉTICO NO ESTADO DO AMAZONAS

De acordo com ANP (2021) a produção de petróleo no estado do Amazonas é declinante, saindo de 211,4 milhões de barris em 2010 e chegando a 51,5 milhões de barris em 2020, o que representa redução de 75,65%.

De acordo com a mesma fonte, no Amazonas, há um grande desequilíbrio entre a produção e comercialização de óleo diesel e Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), tendo se verificado em 2020 déficit de 83,29% e 759%, respectivamente.

Embora o estado do Amazonas seja o maior produtor nacional de gás natural on shore, há um baixo aproveitamento desse energético. De acordo com ANP (2021) no ano de 2020 foram produzidos 4.957,20 milhões de m^3 e vendido somente 1.747 milhões de m^3. Assim, 2.186,40 milhões de m^3 foram reinjetados e 69,4 milhões de m^3 foram queimados ou perdidos.

É oportuno registrar que o estado do Amazonas avançou significativamente em termos de legislação para o gás natural, via a entrada em vigor da lei Nº 5420, de 17 de março de 2021, a qual:

> Dispõe sobre a disciplina da prestação do serviço público de distribuição de gás natural canalizado sob o regime de concessão e sua regulamentação, sobre a comercialização de gás natural e as condições de enquadramento do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador no mercado de gás no Estado do Amazonas" (Manaus (AM), 2021).

Essa legislação cria condições efetivas para mudanças expressivas no cenário do gás natural no estado. Como resultado dessa legislação foi viabilizada a monetização do gás natural do campo de Azulão no município de Silves-AM, pela empresa Eneva, para abastecimento da termelétrica de Jaguatirica instalada em Boa Vista- RR.

O Estado do Amazonas não produz etanol anidro[1] e nem biodiesel[2], no entanto, no ano de 2022, consumiu 122 mil m^3 e 84 mil m^3, respectivamente desses combustíveis, conforme ANP (2021). A mesma fonte informa que no mesmo ano foi comercializado no Amazonas 112,90 mil m^3 de etanol hidratado, porém a produção local foi somente 9,01 mil m^3.

A refinaria de Manaus está em processo de privatização[3], sem que seja conhecido o destino da mesma, dado que a empresa que a arrematou ainda não veio a público apresentar seus planos.

Conforme EPE (2022), o consumo de óleo diesel nos 95 Sistemas Isolados (SISOL) no Amazonas[4], em 2021, foi de 1.824.268 m^3. É oportuno registrar que o último leilão de energia realizado para suprimento de sistemas isolados no Amazonas, levado a efeito no ano de 2021, resultou com predomínio de fontes não renováveis (72,79% em termos de potência), como pode ser observado na tabela 1.

A previsão de entrada em operação dos sistemas contratos no leilão é 1 de abril de 2023.

Tabela 1 – Resultado do leilão de energia para os SISOL realizado em 2021

FONTE	UF	POTÊNCIA (MW)
Gás Natural	AM	9,82
Óleo Diesel	AC/RR	83,175
Biodiesel	PA/RO	37,55
TOTAL	**5**	**127,75**

[1] O etanol anidro é adicionado a gasolina A no percentual de 25%.
[2] O biodiesel é adicionado ao óleo diesel no percentual de 11%.
3 O Conselho Administrativo de Defesa Econômica, no último dia 12/05/2022, deu parecer favorável à venda da refinaria para a empresa ATEM´S Distribuidora de Petróleo S.A., porém cabe recurso desta decisão.
[4] 44% dos SISOLs estão no estado do Amazonas.

Após a privatização da distribuidora de energia elétrica no Amazonas, houve crescimento do índice de perdas não técnicas, como pode ser observado na figura 1, elaborada a partir de ANEEL (2021).

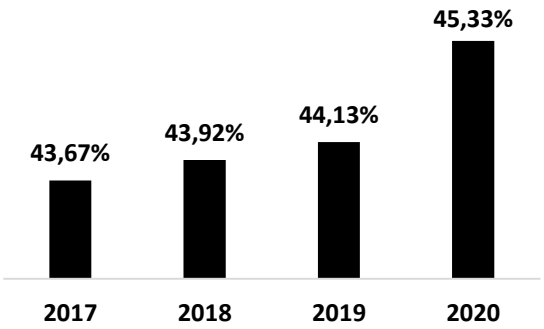


Figura 1 – Evolução das perdas técnicas na Distribuição no Estado do Amazonas

A qualidade da energia elétrica, embora estivesse apresentando melhoras pós privatização, no ano de 2021, apresentou declínio expressivo, o que pode ser constatado via o crescimento da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e da Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), no período de 2017 à 2021, conforme mostram as figuras 2 e 3, elaboradas a partir de ANEEL (2022). Convém registrar que a privatização da empresa Amazonas Distribuidora de Energia ocorreu no ano de 2018.

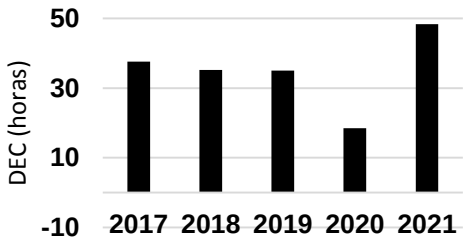


Figura 2 – Evolução do DEC anual na área de concessão da Amazonas Distribuidora de Energia pós privatização

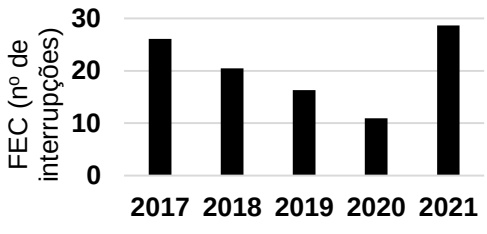


Figura 3 – Evolução do FEC anual na área de concessão da Amazonas Distribuidora de Energia pós privatização

É importante registrar que, a exemplo do que ocorre em todo o país, a geração distribuída cresce exponencialmente nos últimos anos em toda a região norte. Porém, seguindo o exemplo nacional e internacional, com forte predomínio da energia solar fotovoltaica em que pese a grande diversidade de recursos energéticos renováveis disponíveis na região. Recursos de biomassa poderiam trazer toda a cadeia produtiva da GD para a região, diferentemente da solar fotovoltaica que se mantém com forte predomínio da importação de tecnologia e, portanto, gerando empregos fora do país.

Outro aspecto importante que caracteriza o cenário energético local é a denominada pobreza energética, ou seja, a incapacidade da famílias pagarem pelos serviços básicos de energia.

Soma-se a esse cenário o grande contingente populacional ainda não suprido eletricamente. De acordo com IEMA (2020), a população não suprida eletricamente na Amazônia Legal é da ordem de 990 mil pessoas.

Na RA em que pese a existência de uma diversidade de recursos energéticos renováveis, esta abriga 99,20% dos sistemas elétricos isolados todos supridos por grupo geradores a óleo diesel, atendendo uma população de 2.972.751 pessoas

3. O CENTRO DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO AMAZÔNICO

O Centro de Desenvolvimento Energético Amazônico – CDEAM, é um órgão suplementar da UFAM que desenvolve ações de P&D&IT, formação de recursos humanos e disseminação de conhecimentos acerca do setor energético em geral.

Desde de sua criação no ano de 2004, o Centro desenvolveu dezenas de pesquisas com grande foco na área de fontes renováveis de energia e eficiência energética. Tais pesquisas buscavam o domínio de processos, tecnologias e matérias-primas locais para uso, fundamentalmente, das demandas energéticas locais.

Embora tenha obtido sucesso em suas ações, houve o entendimento de que seria necessário transcender o campo de atuação e atuar na proposição de

políticas públicas para o desenvolvimento do setor energético local e regional. Assim, em fevereiro de 2019, o CDEAM constitui o Fórum Permanente de Energia da UFAM – FPE/UFAM, sobre o qual discorremos a seguir.

3.1 O Fórum Permanente de Energia da UFAM

O FPE/UFAM se constitui de uma estrutura colegiada com a participação de diversos atores relevantes para o desenvolvimento local e com atuação direta na temática energética. O Fórum possui atualmente 29 (vinte e nove) membros, quais sejam: UFAM, Universidade do Estado do Amazonas (UEA), Universidade Federal do Pará – UFPA, Universidade Federal de Roraima (UFRR), Universidade Federal do Acre (UFAC), Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM), Associação Amazonense de Municípios, Banco da Amazônia S/A, Banco do Brasil S/A, Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), Eletrobras Amazonas GT, Amazonas Energia S/A, Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRA/AM), Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI/AM), Comando Militar da Amazônia (CMA), Federação das Indústrias do Estado do Amazonas (FIEAM), Governo do Estado do Amazonas, Prefeitura Municipal de Manaus, Instituto Energia e Desenvolvimento Sustentável (INEDES), Instituto Energia e Meio Ambiente (IEMA), WWF-Brasil, Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá, Companhia de Desenvolvimento do Estado do Amazonas (CIAMA), Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS), Superintendência da Zona Franca de Manaus (SUFRAMA), Agência Reguladora dos Serviços Públicos Delegados e Contratados do Estado do Amazonas (ARSEPAM), Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), Agência Brasileira de Inteligência (ABIN) e Ministério Público Federal.

Quando da sua constituição o FPE/UFAM possuía integrantes somente do estado do Amazonas pois seu foco era estadual. A partir do corrente ano, foram convidadas universidades de outros estados da região norte do Brasil de sorte a ampliar o escopo de atuação do Fórum para toda a região amazônica.

As reuniões que ocorrem bimestralmente e que antes da pandemia eram presenciais e abertas ao público, passaram a ocorrer de forma on line, com transmissão por canal do YouTube aberto aos interessados. Todos os slides, atas de reuniões e documentos produzidos são de acesso livre estando disponíveis no site do CDEAM (www.cdeam.ufam.edu.br).

Em que pese o cenário de pandemia, as atividades do Fórum avançaram sendo a seguir apresentados alguns dos resultados relevantes para a discussão aqui apresentada.

3.1.1 Lei estadual Nº 5.350

Em 22 de dezembro de 2020, o governo do estado do Amazonas, sancionou a lei Nº 5.350, que

> Dispõe sobre a Política Estadual de Incentivo ao Aproveitamento de Fontes Renováveis de Energia e Eficiência Energética, no âmbito do Estado do Amazonas, e dá outras providências" (Amazonas).

A mencionada lei foi gestada no âmbito do FPE/UFAM, dotando o estado de diretrizes para conduzir políticas alinhadas com o processo de transição energética. Esta prevê ações relativas a incentivos fiscais e tributários, ações de formação de recursos humanos e de P&D&IT. Além disso, esta também estabelece que o Estado deverá criar o Fundo de Desenvolvimento Energético Estadual para fomentar projetos de fontes renováveis de energia e de eficiência energética que contribuam para o desenvolvimento socioeconômico local.

Com apoio do FPE/UFAM foi elaborado um plano de ação para operacionalizar a lei o qual se encontram em execução. Também o Fórum contribuiu para produzir a minuta de lei complementar para criação do Fundo, estando a mesma em análise pelo executivo estadual para posterior submissão ao legislativo.

3.1.2 Guia para implantação de políticas públicas

O Instituto Energia e Desenvolvimento Sustentável – INEDES sob os auspícios da WWF-Brasil, ambos membros do FPE/UFAM elaborou uma metodologia, a qual é apresentada em dois guias, para dotar o poder público em nível municipal ou estadual de condições para conceber e implementar políticas públicas para o desenvolvimento do setor energético local. De acordo com INEDES (2021) o guia 1 se destina a orientar a concepção e institucionalização de políticas energéticas, estando dividido em duas partes. Uma parte se destina a tratar o ordenamento jurídico, constando do mesmo a minuta de lei de política energética, a minuta de lei complementar para criação do Fundo Municipal ou Estadual de Energia e, ainda a minuta de regimento interno do Conselho Municipal ou Estadual de Energia. Tanto o Conselho quanto o Fundo estão previsto no marco legal. A segunda parte do guia 1 se destina a apresentar o processo para elaboração do Plano de Desenvolvimento Energético Municipal ou Estadual. Este contém uma proposta de eixos estratégicos com respectivos pilares e propostas de ações correlatas aos mesmos, como um menu para que o poder público tenha um ponto de partida. O guia 1 também contém informações sobre fontes de recursos financeiros e indicação de outros guias para auxiliar no processo. Por sua vez o guia 2, se debruça sobre instrumentos para internalização de projetos energéticos sustentáveis. Os instrumentos constantes do guia são o Sistema de Registro de Preços para projetos de retrofit de iluminação de interiores e de Sistema de Geração Solar Fotovoltaico on e off Grid e também o mecanismo de Parceria Público Privado para projetos de Sistema Solar Fotovoltaico off e on grid e para retrofit de sistema de iluminação pública. Para ambos instrumentos foram elaborados modelos de documentos para instruir os processos bem como, planilhas em Excel® para elaboração dos custos de referência. Os guias e seus anexos estão disponíveis livremente no site do INEDES (www.inedes.org.br).

O processo de implantação dessa metodologia está sendo iniciado nos municípios amazonenses de Lábrea e Santa Isabel do Rio Negro. O caso de

Santa Isabel é o mais avançado onde a proposta do marco legal foi encaminhada no último dia 2 de junho para a Câmara Municipal.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados alcançados até o momento pelo FPE/UFAM são animadores no sentido de está estabelecendo bases sólidas para o avanço de políticas energéticas alicerçadas nas potencialidades e necessidades locais e os anseios das populações amazônicas. O passo em curso consiste em criar "vitrines" para demonstrar que a metodologia é factível e exitosa em seus objetivos. Paralelo a esse processo, está sendo trabalhado a criação de fóruns junto a outras universidades da região para que, no futuro, seja criada uma rede regional com potencial para pautar as demandas da região no contexto das políticas federais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Relatório. ANEEL. Edição 01/2021. Brasília-DF, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC). Disponível em:

<https://antigo.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Acesso em: 10 de maio de 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTIVEIS. Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021. Rio de Janeiro, RJ, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022-2026 – Ciclo 2021. Rio de Janeiro, 2022.

AMAZONAS (Estado). Lei n. 5420, de 17 de março de 2021. *Dispõe sobre a disciplina da prestação do serviço público de distribuição de gás natural canalizado sob o regime de concessão e sua regulamentação, sobre a*

comercialização de gás natural e as condições de enquadramento do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador no mercado de gás no Estado do Amazonas. Disponível em:

< https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=411235>. Acesso em: 09 de maio de 2022.

IEMA, INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Exclusão Elétrica na Amazônia Legal. Quem ainda está sem acesso à energia elétrica? São Paulo. Outubro de 2020.

INEDES, INSTITUTO ENERGIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. Políticas Energéticas Regional: Guias para internalizar o uso de energias renováveis e eficiência energética na gestão pública. Brasília-DF. 2021.

LERMAN, LAURA V.; GERSTLBERGE, AWOLFGANG; LIMA, MATEUS F.; FRANK, ALEJANDRO G. How governments, universities, and companies contribute to renewable energy development? A municipal innovation policy perspective of the triple helix. Energy Research & Social Science. Vol.71, 2021.

O PREÇO DO DIESEL E A RENDA COMPROMETIDA COM TRANSPORTE

Roberta de Souza Oliveira[1]; Alexandre Salem Szklo[1]

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

RESUMO

A população brasileira de baixa renda sofre com a pobreza de transporte, que se relaciona não somente com a falta de acesso a diversos serviços de mobilidade de passageiros, como também às condições de viagem e ao percentual do valor gasto com transporte em relação à renda. Este estudo analisa a influência do preço do diesel no percentual de renda comprometido com as despesas de transporte urbano de passageiros, sob a perspectiva da pobreza de transporte, assim como as diferenças entre os decis de renda nas regiões e no Brasil. O período analisado foi de 2008 até 2018, os dados foram coletados através da Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O R Studio foi utilizado para tratamento dos dados e produção de gráficos. Os resultados corroboram que o preço do diesel exerce influência sobre o percentual de renda das famílias que compõem o primeiro decil, enquanto os outros decis de renda alteram a modalidade do transporte e transferem as despesas para meios de locomoção individuais.

Palavras-chave: Pobreza de Transporte, Diesel, Brasil.

ABSTRACT

The low-income Brazilian population suffers from a kind of energy poverty known as transport poverty, which is related to the lack of access to various passenger mobility services, travel comfort and the percentage of the spending on transport in relation to income. This study analyzes the influence of diesel prices on the percentage of income committed to urban passenger transport expenses, from the perspective of transport poverty, as well as the differences between income

deciles in the regions and in Brazil. The period analyzed was from 2008 to 2018, the data were collected through the Household Budget Survey (POF) of the Brazilian Institute of Geography and Statistics (IBGE) and the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP). R Studio was used for data processing and graphics production. Findings corroborate that the diesel price compromises the percentage of income of the families that make up the first decile, while the other income deciles change the mode of transport and transfer expenses to individual modes of mobility.

Keywords: Transport Poverty, Diesel, Brazil.

1. INTRODUÇÃO

O termo “energy or fuel poverty” (pobreza energética ou pobreza de combustível) surgiu na Inglaterra, na década de 1970, sendo relacionado aos termos de desigualdade social e econômica (WACHS; KUMAGI, 1973). Boardman (1991) aprofundou o conceito, ao definir que os pobres em combustível eram aqueles incapazes de aquecer suas casas para atender certos padrões de conforto térmico.

Estudos que apresentaram o conceito multidimensional de pobreza mostraram que os indicadores monetários, apesar de importantes, não captam muitos fatores essenciais de privação (ALKIRE; SETH, 2015; NARAYAN et al., 2000). Evidências recentemente publicadas pelo Banco Mundial mostraram que a principal diferença entre aqueles que escaparam da pobreza crônica e aqueles que ainda estão presos nela não é a renda, mas o acesso a serviços essenciais (VAKIS et al., 2016).

Sadath e Acharya (2017) mostraram a importância de observar as dimensões da privação de energia a partir do índice de pobreza energética multidimensional (MEPI - Multidimensional Energy Poverty Index), desenvolvido a partir dos estudos de Nussbaumer et al. (2012).

Por sua vez, a “pobreza de transporte” é um termo mais nebuloso, com múltiplos componentes não limitados à acessibilidade do transporte (LUCAS et

al., 2016) e envolve outros elementos sociais e também materiais (MARTISKAINEN et al., 2021). Os custos com transporte e seus efeitos sobre a renda são muito significativos, sobretudo na América Latina e África, conforme Lederman e Porto (2016. Grande parte da literatura que buscou identificar os efeitos que as mudanças nos preços internacionais têm sobre o bem-estar se baseou na contribuição seminal de Deaton (1989).

O conceito “Pobreza de Transporte” se refere à dificuldade ou incapacidade de fazer as viagens necessárias devido a uma combinação de renda/custo e disponibilidade de serviços. Assim, famílias que comprometem mais de dez por cento de sua renda com energia estão em uma situação de pobreza relativa de combustível (BOARDMAN, 2009).

Lowans et al. (2021) definiram “Pobreza de Transporte” como a falta forçada de serviços de mobilidade necessários para a participação na sociedade, resultante da inacessibilidade ou indisponibilidade de transporte. A acessibilidade no setor doméstico e no de transporte é um fator crítico com grande relevância (MATTIOLI et al., 2017). Estudos mostram a importância da inclusão da dimensão transporte, embora poucos se aprofundem na pobreza de transporte (MARTISKAINEN et al., 2021). Segundo Lucas et al. (2016), um indivíduo é deficiente em transporte, se, para satisfazer suas necessidades básicas de atividade diária, pelo menos uma das seguintes condições se aplica:

- Não há opção de transporte disponível que seja adequada à condição física e às capacidades do indivíduo;
- As opções de transporte existentes não chegam a destinos onde o indivíduo possa satisfazer as suas necessidades de atividade diária, de forma a manter uma qualidade de vida razoável;
- O valor semanal necessário gasto em transporte deixa o domicílio com uma renda residual abaixo da linha oficial de pobreza;
- O indivíduo precisa passar muito tempo viajando, levando à pobreza de tempo ou ao isolamento social;

- As condições de viagem prevalecentes são perigosas, inseguras ou insalubres para o indivíduo.

A acessibilidade ao transporte público pode ser considerada um indicador social (GEURS; VAN WEE, 2004) e uma variável que influencia o uso de transporte público (BUENO, 2017). Segundo Litman (2017), a acessibilidade refere-se à capacidade geral das pessoas de alcançar serviços e atividades.

Nesse sentido, o presente estudo busca contribuir para essa discussão, ao tentar elucidar a influência do preço do diesel no percentual de renda que compromete as despesas com transporte em cidades brasileiras.

2. METODOLOGIA

Este estudo foi realizado a partir de uma pesquisa exploratória que identifica se há diferença entre os decis da renda e avalia a perspectiva da pobreza do transporte, regionalmente. A pesquisa bibliográfica se baseou nos temas da pobreza energética, pobreza de transporte e acessibilidade.

A análise foi realizada a partir de uma base de dados homogênea em nível domiciliar para o período 2008-2018. Para tanto, microdados sobre o comportamento das famílias brasileiras foram analisados a partir de duas bases de dados: a primeira se refere aos microdados socioeconômicos das famílias brasileiras contidos na POF, desagregados regionalmente e por decis de renda, com o propósito de ajudar interpretações estatísticas (para este estudo, foram selecionadas as seguintes despesas com transporte: ônibus municipal, intermunicipal, interestadual e van); e a outra, aos preços de venda dos seus derivados, disponível na ANP. Os microdados são a menor fração de um dado coletado e informam, por meio de códigos numéricos, a resposta individual dos informantes ao questionário aplicado pela pesquisa (CETIC, 2021).

A ferramenta utilizada neste estudo para o tratamento dos dados e todas as análises foi o R Studio, que é bastante difundida como um *software* estatístico. De um modo geral, o R é uma ferramenta útil para armazenar e manipular dados, realizar cálculos, testes estatísticos, análises exploratórias e produzir gráficos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

No período de análise, uma das principais causas do encarecimento do transporte público foi a elevação do preço do óleo diesel, explicada tanto pelo preço do petróleo quanto pelo aumento das especificações de qualidade do diesel no Brasil. O diesel é o combustível dos motores dos ônibus, que compõem o principal transporte público para os 75% mais pobres das cidades brasileiras, segundo (IPEA, 2010). No entanto, o ritmo de aumento dos preços do transporte público parece ter sido desacelerado pela onda de protestos contra o aumento das tarifas ocorrida em 2013, que teria contribuído para conter as políticas municipais de reajustes até meados de 2015 (PEREIRA et al., 2021).

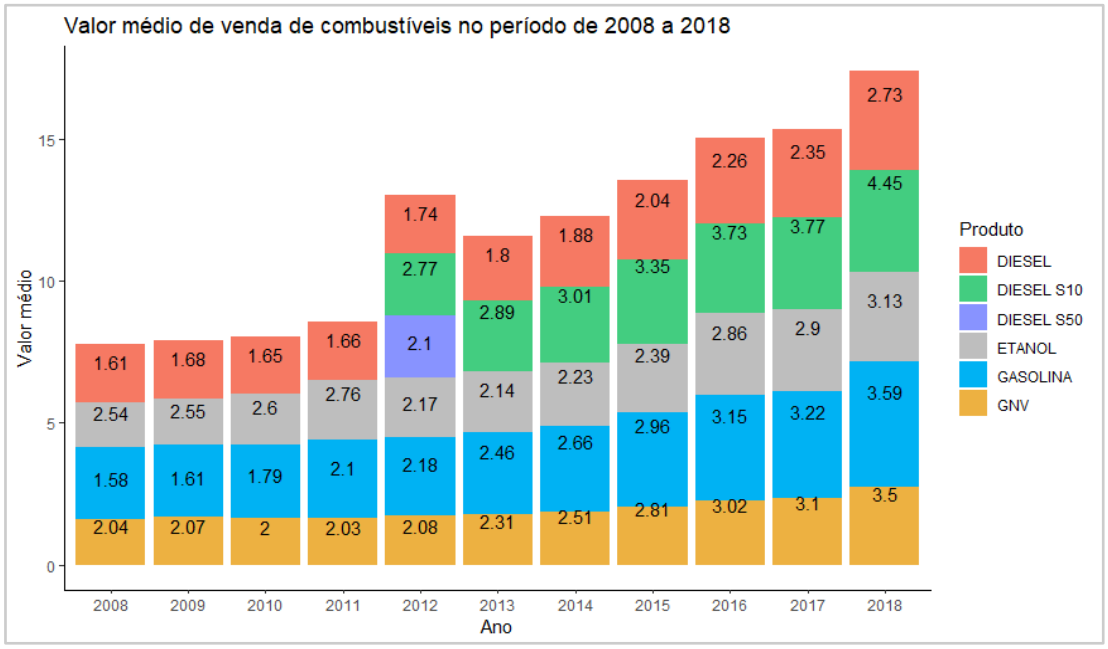


Figura 1 – Preço Médio na bomba em R$ de derivados do Petróleo no período de 2008 a 2018.

Conforme a Figura 1 (ANP, 2022), os preços dos derivados utilizados no transporte urbano se mantiveram relativamente estáveis no período anterior a 2012, não obstante a grande volatilidade do preço do mercado internacional de

cru e derivados. Na sequência, verifica-se um crescimento bem aquém do mercado internacional entre 2013 e 2015 e mais acentuado a partir de 2016 quando o Brasil passa a adotar a paridade de preço de importação de derivados, de fato. Há ainda implicitamente na figura o importante impacto da maior especificação de qualidade do diesel, inclusive pelo fato de o Brasil ser importador de considerável quantidade de ULSD (diesel de baixíssimo teor de enxofre – *ultra low sulfur diesel*).

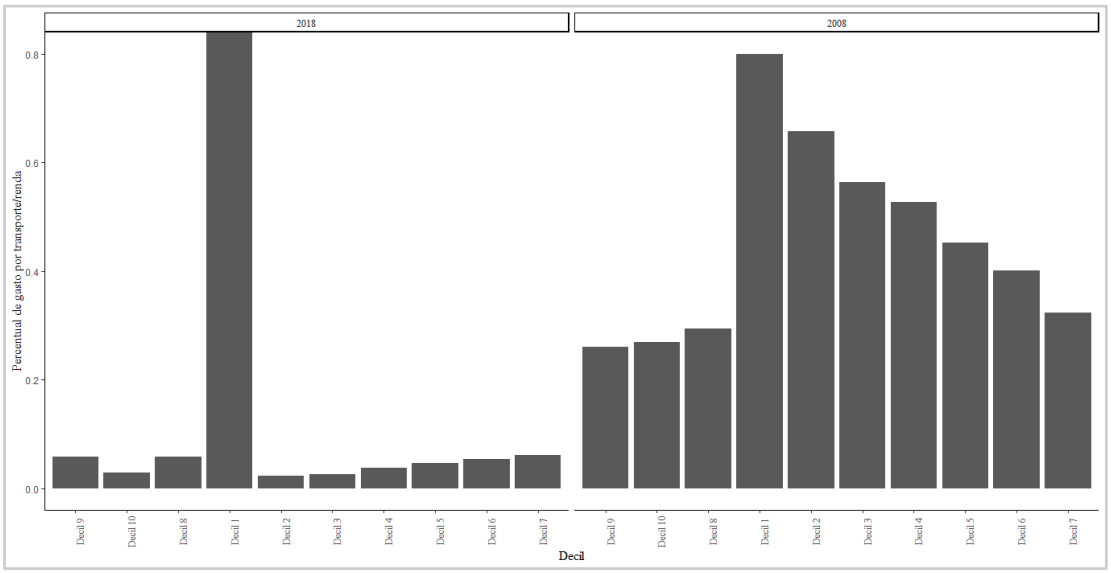


Figura 2 – Percentual de Gasto com Transporte (ônibus municipal, intermunicipal, interestadual e Van)/ Renda por decil no Brasil referentes aos períodos da POF (2008-09 e 2017-18).

Conforme mostra a Figura 2 (IBGE, 2022), quanto maior o decil de renda das populações brasileiras, menor o percentual gasto com transporte público. Ressalta-se aqui o significativo impacto da variação do preço do diesel, no período de 2017 e 2018, sobre o gasto com transporte do primeiro decil de renda. Quando a análise é detalhada em nível regional na Figura 3 (IBGE 2022), todas as regiões apresentam o maior percentual de renda comprometido no primeiro decil, isto é, na população de menor renda, com resultado ainda mais significativo no primeiro decil da região norte.

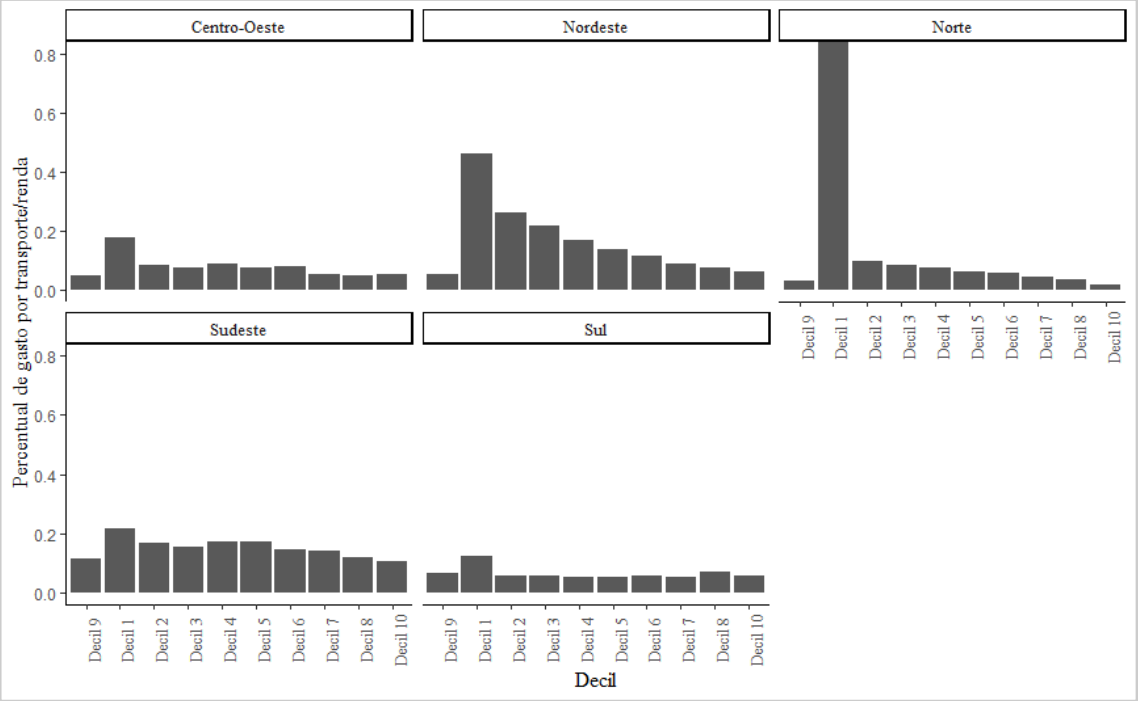


Figura 3 – Percentual de Gasto com Transporte Público/ Renda por Decil no Brasil, referente aos períodos da POF (2008-09 e 2017-18).

Nas figuras 4 e 5 (IBGE 2022), a análise das regiões é separada por períodos, entre 2008 e 2009 e entre 2017 e 2018, respectivamente. Enquanto no primeiro período, corrobora-se a relação inversamente proporcional do comprometimento das despesas com o transporte e a renda, no segundo período, observa-se a redução relevante das despesas com o transporte (ônibus municipal, intermunicipal, interestadual e van). Verifica-se a transferência das famílias para o transporte individual para diferentes decis de renda, salvo no caso da população com a renda mais baixa, que permanece sem capacidade de escolha e, portanto, afetada pelo aumento do gasto com transporte.

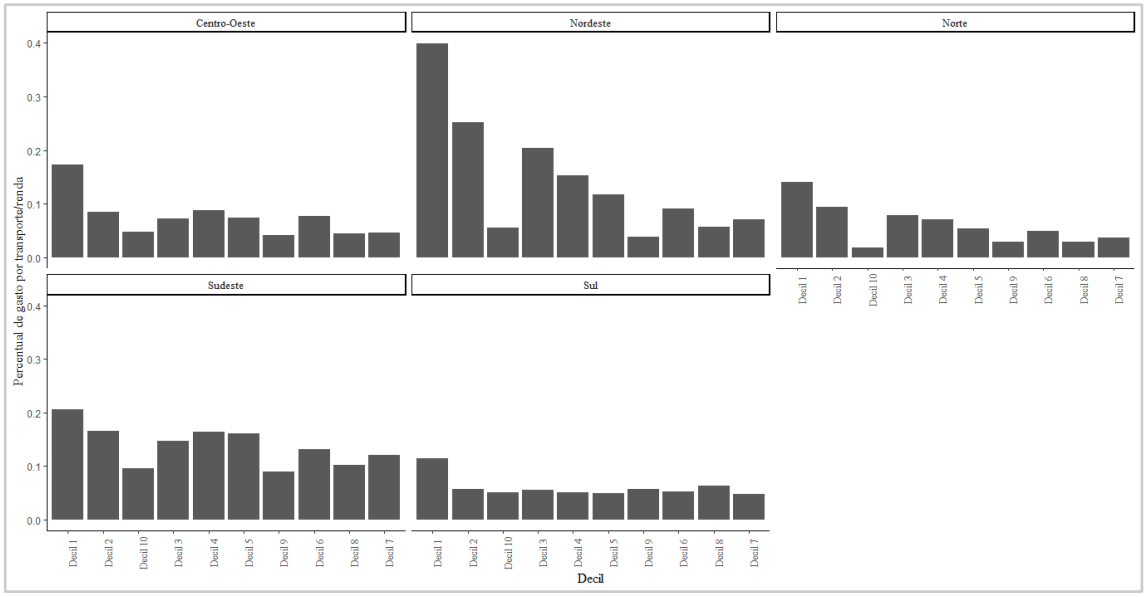


Figura 4 – % de Gasto Transporte/ Renda por Decil por Região referente ao período da POF (2008-09).

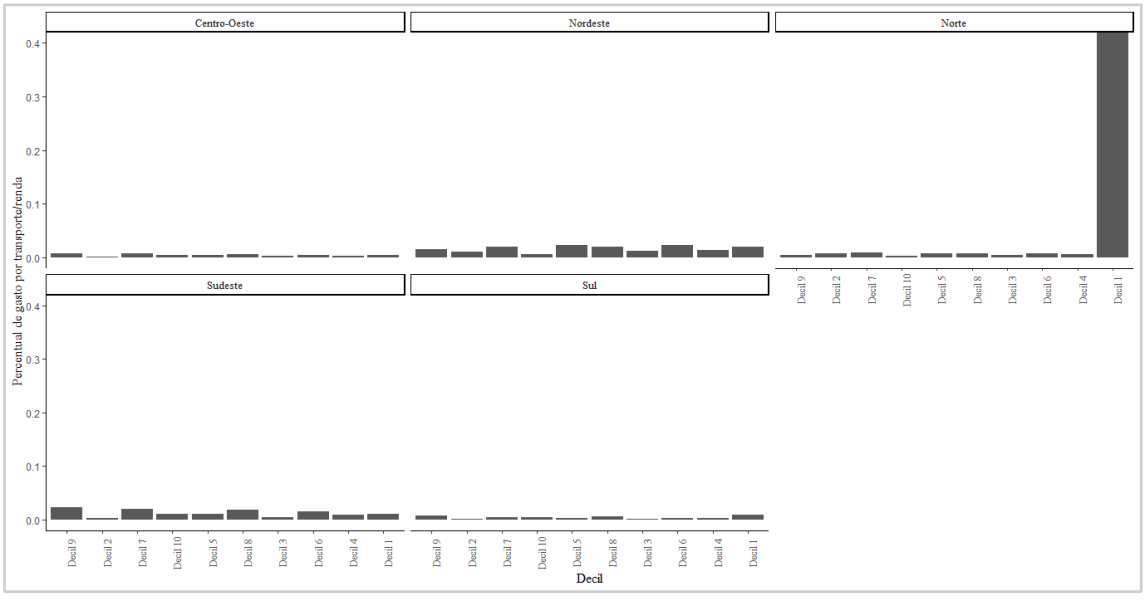


Figura 5 – % de Gasto Transporte/ Renda por Decil por Região referente ao período da POF (2017-18).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo indicou que a elevação acentuada do preço do óleo diesel é um dos principais fatores do encarecimento do transporte público, o qual exerce influência somente sobre o percentual de renda das famílias que compõem o primeiro decil, isto é, de menor renda. Conforme aumenta o decil, diminui o percentual de gastos com transporte nas modalidades analisadas (ônibus municipal, intermunicipal, interestadual e Van), relação que não se mantém no decorrer dos anos. Ao analisar no nível de regiões do país para o período de 2008 a 2018, todas apresentam o maior percentual de renda comprometido no primeiro decil, isto é, na população de menor renda e o maior impacto no primeiro decil ocorre na região norte de forma substancial. Pode-se inferir que, ao longo dos anos, houve um impacto do trabalho informal e também da mudança dos outros decis de renda na modalidade de transporte com transferência das despesas para o transporte individual. Entretanto, a população com a renda mais baixa não possui escolha.

Como trabalho futuro, são necessárias pesquisas relacionadas à população que compõem o primeiro decil, principalmente na região do norte do país. A análise de transferência de recursos através de subsídios também se mostra relevante, pois a literatura apresenta posições contrárias em relação aos efeitos distributivos, assim como a atualização da metodologia de cálculo da tarifa do transporte público. Dessa forma, estudos futuros poderiam contribuir para o desenvolvimento de políticas públicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALKIRE, S., SETH, S.. Multidimensional poverty reduction in India between 1999 and 2006: Where and how?. World Development, 72, pp.93-108. 2015. Disponível em: <https://10.1016/j.worlddev.2015.02.009>. Acesso em: 12 Fev. 2022.

ALMEIDA, E. L. F., DE OLIVEIRA, P. V., LOSEKANN, L. Impactos da contenção

dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação. Revista de Economia Política. Revista de Economia Política, vol 35, nº 3 (140), pp 531-556. 2015. DOI: 10.1590/0101-31572015v35n03a09.

ANP, 2022. Série Histórica de Preços de Combustíveis. Disponível em: <https://dados.gov.br/dataset/serie-historica-de-precos-de-combustiveis-por-revenda>. Acesso em: 10 Jan.2022.

BOARDMAN, B. Fuel poverty: from cold homes to affordable warmth. Michigan: Pinter Pub Limited. 1991.

BOARDMAN, B. Fixing Fuel Poverty: Challenges and Solutions (First Edit). 2009. https://doi.org/10.4324/9781849774482

BUENO CADENA, P.C.. Assessing social and distributional impacts of transportation policies for optimizing sustainability. Thesis (Doctoral), E.T.S.I. Caminos, Canales y Puertos (UPM). 2017. https://doi.org/10.20868/UPM.thesis.47642.

CETIC.BR, Bases de microdados (2021). Disponível em: <https://cetic.br/pt/microdados/>. Acesso em: 15 fev. 2022.

DEATON, A. “Rice prices and income distribution in Thailand: a non-parametric analysis”, Economic Journal, Vol. 99 No. 395, pp. 1-37. 1989.

GEURS, K. T., and VAN WEE, B.. Accessibility Evaluation of Land-Use and Transport Strategies: Review and Research Directions. Journal of Transport Geography, 12(2), 127–140. 2004.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. POF - Pesquisa de Orçamentos Familiares. Rio de Janeiro: IBGE, 2019. Disponível em:<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/saude/24786-pesquisa-de-orcamentos-familiares-2.html?=&t=downloads>. Acesso em: 15 Fev. 2022.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Evolução das despesas com habitação e transporte público nas Pesquisas de Orçamentos Familiares (POF): análise preliminar - 2002-2009. Comunicado nº 69. IPEA – Brasília, 2010.

LEDERMAN, D. and PORTO, G. “The price is not always right: on the impacts of commodity prices on households (and countries)”, World Bank Research Observer, Vol. 31 No. 1, pp. 168-197. 2016.

LITMAN, T. Multi-Modal Transportation Planning. Victoria Transport Policy Institute. 2017. Disponível em: <http://www.vtpi.org/multimodal_planning.pdf>. Acesso em: 12 Fev. 2022.

LOWANS, C. , DEL RIO, D. F., SOVACOOL, B. K., ROONEY, D., FOLEY, A. M.. What updates is the state of the art in energy and transport poverty metrics? A critical and comprehensive review. 2021. Disponível em: <https://doi.01g/10.1016/j.eneco.2021.105360>. Acesso em: 10 Fev. 2022.

Lucas, K.; G. Mattioli; E. Verlinghieri e A. Guzman (2016) Transport poverty and its adverse social consequences. Proceedings of the Institution of Civil Engineers: Transport, v. 169, n. 6, p. 353–365. Disponível em <doi:10.1680/jtran.15.00073>. Acesso em: 10 Fev. 2022.

MARTISKAINEN, M., et al. New dimensions of vulnerability to energy and transport poverty. Joule 5 (1), 3—7. 2021.

MATTIOLI, G., LUCAS, K., MARSDEN, G. Transport poverty and fuel poverty in the UK: From analogy to comparison. Transport Policy. 2017. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.tranpol.2017.07.007

NARAYAN, D., PATEL, R., SCHAFFT, K., RADEMACHER, A., KOCH-SCHULTE, S. Voices of the poor Can anyone hear us? New York. Oxford University Press for the World Bank. 2000. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/131441468779067441/Voices-of-the-poor-can-anyone-hear-us>. Acesso em: 12 Jan. 2022.

NUSSBAUMER, P. , BAZILIAN, M., MODI, V. Measuring energy poverty: focusing on what matters. Renew. Sust. Energ. Rev. 16 (1), 231—243. 2012.

PEREIRA, R. H. M., WARWAR, L., PARGA, J., BAZZO, J., BRAGA, C. K. V., HERSZENHUT, D., and SARAIVA, M. Tendências e desigualdades da mobilidade urbana no Brasil I: o uso do transporte coletivo e individual. Texto para Discussão 2673. Ipea - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. 2021. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/1071>. Acesso em: 10 Fev. 2022.

PETROBRAS. 2016. We have adopted a new diesel and gasoline price policy. Disponível em:<http://www.petrobras.com.br/en/news/we-have-adopted-a-new-diesel-and-gasoline-price-policy.htm>. Acesso em: 15 Jan. 2022.

PETROBRAS. 2018. Clarification on news. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/en/results-andnotices/press-releases/2018>. Acesso em: 15 Jan. 2022.

R CORE TEAM. R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. 2021.

SADATH, A.C., ACHARYA, R.H. Assessing the extent and intensity of energy poverty using multidimensional energy poverty index: empirical evidence from households in India. Energy Policy, 102 (2017), pp. 540-548

STANLEY, M., and STEARNS, B. Petrobras international finance company. Prospectus supplement. 2004

VAKIS, R., RIGOLINI, J., LUCCHETTI, L. Left Behind: Chronic Poverty in Latin America and the Caribbean. World Bank publication, Washington, DC. 2016. Available at. http://hdl.handle.net/10986/21552.

WACHS, M., KUMAGI, T.G. Physical accessibility as a social indicator. Socio Econ. Plan. Sci. 7 (5), 437-456. 1973.

O PROGRAMA RENOVABIO E A POLÍTICA BRASILEIRA PARA O BIODIESEL

Bruno Marcos Chaves da Silva[1]; Mayara Régia Sousa de Melo[1]; Carla Kazue Nakao Cavaliero[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

Em 2017, o governo lançou o programa RenovaBio, uma política pública que visa respeitar as premissas de desenvolvimento sustentável anunciadas no Acordo de Paris (COP 21) no que diz respeito a desenvolver todos os tipos de biocombustíveis no Brasil e elevar os níveis de descarbonização do setor de transportes estabelecidos para o país. Dentro desse contexto, o objetivo geral da presente pesquisa é identificar os desafios da implementação do programa RenovaBio. Por meio de revisão bibliográfica, concluiu-se que o programa é percebido nacionalmente como um instrumento adequado para garantir a sustentabilidade e a previsibilidade da matriz de transportes no país. No entanto, alguns desafios são enfrentados na sua execução, tais como: a complexidade do processo de certificação; o impacto da pandemia no consumo de diesel no país; a volatilidade no preço dos CBios. Nesse sentido, a implementação do programa deve ter órgãos governamentais, mas sua continuidade deve ser garantida por regras de mercado.

Palavras-chave: Biocombustíveis; Biodiesel; RenovaBio.

ABSTRACT

In 2017, the government launched the RenovaBio program, a public policy that aims to respect the premises of sustainable development announced in the Paris Agreement (COP 21) with regard to developing all types of biofuels in Brazil and raising the levels of decarbonization of the transport sector established for the country. Within this context, the general objective of this research is to identify the challenges of implementing the RenovaBio program. Through a literature review, it was concluded that the program is nationally perceived as an adequate

instrument to ensure the sustainability and predictability of the transport matrix in the country. However, some challenges are faced in its execution, such as: the complexity of the certification process; the impact of the pandemic on diesel consumption in the country; the volatility in the price of CBios. In this sense, the implementation of the program must have government agencies, but its continuity must be guaranteed by market rules.
Keywords: Biofuels; Biodiesel; RenovaBio.

1. INTRODUÇÃO

Em 2017, o governo lançou o programa RenovaBio, uma política pública que visa auxiliar no atingimento da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil (NDC) anunciada no Acordo de Paris, no que diz respeito a aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração), e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel (CEBDS, 2018). A diferença entre esta e as demais políticas é que o RenovaBio não visa a criação de impostos, mas sim, estimular a competição com os combustíveis fósseis e garantir qualidade e preço aos consumidores.

Os objetivos do programa, observados na sua lei de criação, são (PLANALTO, 2017): contribuir para o atendimento aos compromissos do país no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima; contribuir com a adequada relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV); promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis; e contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis.

O domínio da tecnologia de produção de biocombustíveis não garante que o Brasil terá lucros financeiros com esse processo. É preciso investir em infraestrutura e logística para lidar com a realidade do país. Portanto, o objetivo geral deste estudo é identificar os desafios da implementação do programa RenovaBio, sendo aprofundado por meio dos seguintes objetivos específicos: descrever o programa RenovaBio e a política brasileira para o biodiesel; identificar a capacidade do Brasil na produção de biomassas e consequente fabricação de biodiesel; elencar os principais desafios enfrentados pelas empresas produtoras e distribuidoras de biodiesel na execução do programa.

2. METODOLOGIA

Na presente revisão bibliográfica foram consultados dados de agências nacionais e internacionais focadas no setor energético, como o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (ABIOVE) e a Agência Internacional de Energia (*The International Energy Agency* – IEA).

Foram consultadas também dissertações de mestrado e teses de doutorado produzidas no Brasil e cujos temas abordam as palavras-chave Biocombustíveis, Biodiesel e RenovaBio, compreendido o período entre 2016 e 2021 para coleta das informações. Como critério de exclusão não foram utilizados artigos e conteúdos não relacionados ao tema proposto. Frisa-se, ainda, que o presente estudo é de natureza exploratória; utiliza a pesquisa documental e bibliográfica para sustentar as análises e conclusões.

3. A POLÍTICA BRASILEIRA PARA O BIODIESEL

De acordo com o “Balanço Energético Nacional” (MME/EPE, 2017a), o setor de transportes foi responsável por 32,4% de todo o consumo de energia do país em 2016, sendo apenas 20% proveniente de fontes renováveis de energia (etanol e biodiesel). Apesar do caso de sucesso de inovação brasileira ser a produção de biocombustível e bioeletricidade por meio da cana-de-açúcar

(BRASIL, 2015; CHADDAD, 2010), ao avaliar o histórico brasileiro da produção de cana-de-açúcar nota-se períodos de políticas de incentivo acompanhados em seguida de períodos em que o setor sucroenergético sai da agenda de políticas públicas (VEIGA & RIOS, 2017; WALTER *et al*., 2014; JAGGER, 2013). Tais variações na forma como os governos lidam com o setor podem reduzir a previsibilidade e a capacidade dos empresários ao definir planos de investimento de médio e longo prazo (FGV, 2017; VEIGA & RIOS, 2017).

Desde que foi instituído o uso obrigatório do biodiesel na mistura com o diesel fóssil, através da Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005), observou-se uma rápida evolução para a adição do biocombustível em maiores teores. O valor inicial em 2008 foi definido em 2% e atingiu 5% em 2010, sendo que a previsão inicial seria de ocorrência apenas em 2013. Nos anos seguintes, o percentual mínimo obrigatório de diesel B foi aumentando gradativamente, chegando a 13% em março de 2021 (MME, 2021). Essa adição visa reduzir as emissões relacionadas ao uso de diesel.

A Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005) fornece uma definição ampla para o biodiesel, como sendo qualquer combustível extraído de biomassa renovável para uso em motores do ciclo Diesel. Atualmente está em vigor a Resolução ANP nº 45/2014 (ANP, 2014), que define biocombustível como uma mistura de ésteres de ácidos graxos. À medida que as novas tecnologias amadurecem, é necessário que as regulamentações permitam que tais avanços sejam incorporados, de modo que outros combustíveis renováveis a partir da biomassa possam ser usados nos motores do ciclo diesel, que podem ser adicionados ao diesel fóssil para formar a mistura do diesel B.

4. CAPACIDADE BRASILEIRA DE PRODUÇÃO DE BIOMASSA

De todo o biodiesel consumido em 2020, 4,6 bilhões de litros são provenientes do óleo de soja, o que é equivalente a um aumento de 14,5% em relação a 2019 (ANP, 2021). Pode-se observar no Gráfico 1 (ANP, 2021) que o óleo de soja é o insumo mais importante na produção de biodiesel em 2020 (71,4%), seguido pelo sebo bovino, que é a segunda matéria-prima isolada,

respondendo por 9% do total, e insumos diversos responsáveis por 19,3%, dos quais os materiais graxos (11,2%) são os mais proeminentes.

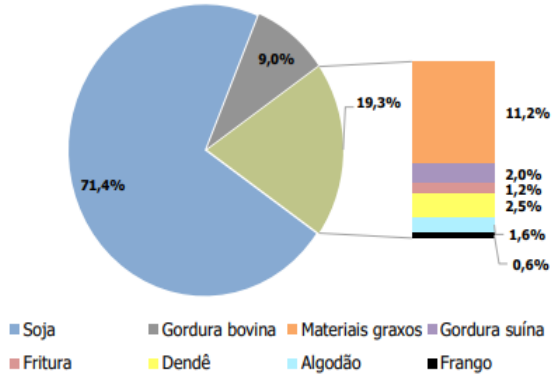


Gráfico 1 - Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel em 2020

A safra de soja no Brasil atingiu o recorde de 128 milhões de toneladas (120,8 milhões de toneladas em 2019), um aumento de 6% em relação ao ano anterior. A produção de óleo de soja foi de 9,6 milhões de toneladas, um aumento de 9,1%. Na comparação com 2019, o processamento nacional aumentou 7,6%. A capacidade de processamento da soja é de 63,3 milhões de toneladas por ano (ABIOVE, 2021). Como a legislação atual favorece a exportação de grãos, o setor opera com ociosidade. O Gráfico 2 (ABIOVE, 2021) ilustra o comportamento do mercado de óleo de soja brasileiro desde 2008.

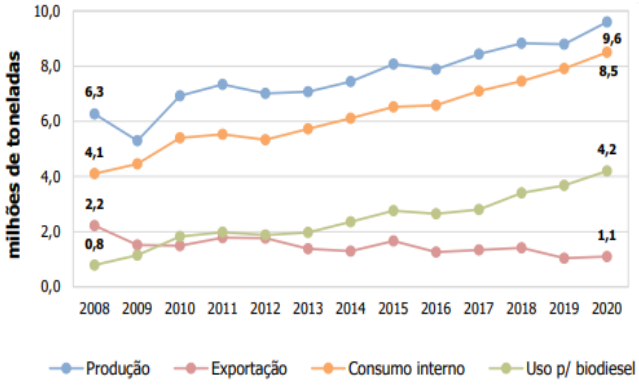


Gráfico 2 - Mercado de óleo de soja

A produção de óleo de soja aumentou 53% entre 2008 e 2020. Essa taxa de crescimento é muito inferior à da produção de biodiesel, o valor absoluto deste passou de 0,8 milhão de toneladas para 4,2 milhões de toneladas, um aumento de 431%. Observa-se que essa tendência de alta vem acompanhada da utilização desse óleo para biodiesel e do aumento do percentual obrigatório. Nesse período, as exportações de óleo de soja caíram 50% (ABIOVE, 2021).

Em dezembro de 2020, a capacidade instalada foi de 10,4 bilhões de litros, dividida entre as 49 usinas de produção autorizadas. O Gráfico 3 mostra a capacidade anual autorizada, com distinção para as usinas com o Selo Biocombustível Social (SBS) e consumo anual, demonstrando o impacto do excesso de capacidade desde 2008 (ANP, 2021). Observa-se que até 2020, a produção desse biocombustível correspondeu a 62% da capacidade instalada do país, o que indica seu potencial de crescimento (ANP, 2021). No âmbito nacional, devido à oferta abundante das principais matérias-primas (soja e sebo), a produção de biodiesel nas regiões Sul (45,5%) e Centro-Oeste (36,9%) tem se destacado, embora o maior volume de vendas/consumo esteja concentrado no Sudeste (ANP, 2021).

5. O PROGRAMA RENOVABIO

O programa RenovaBio foi instituído pela Lei nº 13.576/2017 (BRASIL, 2017). O programa prevê a introdução de mecanismos de mercado para atingir seus objetivos. A partir da definição de metas nacionais de descarbonização de combustíveis, definidas para um período de dez anos – considerado longo o suficiente para dar previsibilidade a todos os participantes da cadeia –, são estabelecidas metas individuais anuais e compulsórias para todos os distribuidores de combustíveis conforme participação de mercado de combustíveis fósseis no ano anterior (MME, 2018b).

Os produtores de biocombustíveis emitem certificados (denominados CBios), de acordo com sua intensidade de carbono e os comercializadores de combustíveis fósseis são obrigados a comprar. Essa comercialização de ativos financeiros (CBios) é dissociada do mercado físico de compra e venda de

combustíveis, o que permite a criação de um mercado de revenda desses certificados (MME, 2018a).

Do lado dos produtores de biocombustíveis, há a certificação e a inspeção por firmas privadas, utilizando uma Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) de intensidade de carbono, gerando Notas de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA). A NEAA deve ser calculada utilizando a RenovaCalc, ferramenta de ACV desenvolvida pela Embrapa. Espera-se que o programa seja capaz de incentivar a inovação e o aumento de produtividade devido ao fato de que diminuições na intensidade de carbono, seja via inovações ou aumento de produtividade, calculada para a unidade produtiva, poderá levar a um ganho no número de CBios emitidos pelo mesmo volume de biocombustível (BRASIL, 2017a).

Portanto, a certificação da produção de biocombustíveis é baseada em um valor proporcional à intensidade do carbono produzido, atribuindo uma nota a cada produtor de biocombustível. Com base nas emissões de carbono relacionadas aos combustíveis fósseis, essa pontuação reflete o cumprimento das metas compulsórias individuais (BRASIL, 2017).

Em relação aos distribuidores de combustíveis, cada um tem uma meta compulsória anual proporcional à sua participação no mercado de comercialização de combustíveis fósseis no ano anterior. Dessa forma, quanto mais combustíveis fósseis um distribuidor vende, mais CBios ele deve comprar no mercado no próximo ano. Portanto, os CBios funcionam como um imposto sobre os combustíveis fósseis, encorajando progressivamente a continuação de investimentos e ampliação do uso de biocombustíveis em detrimento de combustíveis fósseis.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A implementação do RenovaBio traz consigo uma série de desafios, tanto para o produtor, como para as empresas distribuidoras que precisam comprar os CBios. Dentro dos desafios, é possível destacar os seguintes:

- O processo de certificação - o processo de certificação é complexo e envolve um grande volume de dados que não depende apenas do produtor de biocombustível. Esse processo, apesar de necessário, pode servir de barreira para a entrada de empresas de menor porte e/ou menos estruturadas na emissão dos CBios.
- A pandemia - teve impacto no consumo de diesel no país. Enquanto em 2019 foram consumidos 51,4 bilhões de litros, em 2020 este número foi estimado em 48 bilhões. Além disso, toda a meta de CBios foi repensada e reduzida para os próximos anos.
- Volatilidade no preço dos CBios - o preço dos CBios é regulado por meio do mecanismo de oferta e demanda, sofrendo forte impacto com a especulação de preços. Os distribuidores de combustíveis não possuem direito de preferência na compra dos CBios, ficando sujeitos ao impacto da especulação.

Há a necessidade de conscientizar a população sobre os custos iniciais do programa e a possível elevação dos preços dos combustíveis, visto que a expectativa é que os recursos adicionais dos CBios sejam inicialmente absorvidos pela indústria sucroenergética para aumento da produtividade, o que pode levar a grandes dificuldades, especialmente em um momento de crise econômica prolongada e alta nos preços dos combustíveis como a atual conjectura brasileira (MME, 2018c).

No que diz respeito à desregulamentação, a suspensão do governo de intervir nos preços dos combustíveis deve tornar os biocombustíveis mais atrativos e facilitar a internalização de suas externalidades positivas. O desenho cuidadoso dos CBios pode torná-los parte de um mercado global de carbono que pode ser estabelecido ou fortalecido.

Por outro lado, como uma commodity mundial, a indústria será regularmente afetada pelas oscilações dos preços do açúcar e agora estará mais exposta à alta volatilidade do mercado global de combustíveis, que reflete não apenas a escassez de produtos, mas também mudanças geopolíticas globais.

Embora a necessidade de previsibilidade do setor seja clara, ele não oferece à sociedade a mesma previsibilidade. Enquanto os distribuidores são obrigados a comprar CBios, o setor não tem nenhuma obrigação de produzir CBios nem biocombustíveis. Se o mercado de commodities estimular mais exportações de açúcar ou etanol, soja e milho, não há obrigação de prever o abastecimento do mercado local a preços competitivos.

O programa RenovaBio incentiva apenas a produção de biocombustíveis, mas se o objetivo final é a descarbonização outras rotas de combustíveis, como a utilização de resíduos gasosos como fonte, ou mesmo a geração de eletricidade para veículos elétricos, também deveriam gerar créditos. Dessa forma, o programa seria tecnologicamente neutro na busca pela redução das emissões de gases de efeito estufa.

7. CONCLUSÃO

Considerando o envolvimento de diversos *stakeholders* no seu processo de implementação, os principais desafios identificados foram: a complexidade do processo de certificação, que envolve um grande volume de dados que não depende apenas do produtor de biocombustível e que pode servir de barreira para a entrada de empresas de menor porte e/ou menos estruturadas na emissão dos CBios; o impacto da pandemia no consumo de diesel no país, que culminou no replanejamento e redução da meta de CBios para os próximos anos; a volatilidade no preço dos CBios, regulado por meio do mecanismo de oferta e demanda, que sofre forte impacto com a especulação de preços. Assim, os distribuidores de combustíveis não possuem direito de preferência na compra dos CBios, ficando sujeitos ao impacto da especulação.

Foi possível também identificar a capacidade brasileira de produção de biomassas e consequente fabricação de biodiesel. De todo o biodiesel consumido em 2020, 4,6 bilhões de litros são provenientes do óleo de soja, sendo o insumo mais importante na produção de biodiesel nesse ano (71,4%), seguido pelo sebo bovino, que é a segunda matéria-prima isolada, respondendo

por 9% do total, e insumos diversos responsáveis por 19,3%, dos quais os materiais graxos (11,2%) são os mais proeminentes.

Em dezembro de 2020, a capacidade instalada foi de 10,4 bilhões de litros, dividida entre as 49 usinas de produção autorizadas. Observa-se que até 2020, a produção desse biocombustível correspondeu a 62% da capacidade instalada do país, o que indica seu potencial de crescimento. No âmbito nacional, devido à oferta abundante das principais matérias-primas (soja e sebo), a produção de biodiesel nas regiões Sul (45,5%) e Centro-Oeste (36,9%) tem se destacado, embora o maior volume de vendas/consumo esteja concentrado no Sudeste (ANP, 2021).

O sucesso do RenovaBio vai depender do nível de conscientização da cadeia produtiva. O funcionamento do mercado de CBios requer a atuação simultânea de múltiplos agentes públicos e privados. Todos devem entender como funciona o programa, o papel de cada agente e como o mercado de ações afeta as empresas do setor. É crítico para o sucesso do RenovaBio que o governo estipule claramente suas regras, mecanismos de monitoramento e incentivo, mas permitindo que o mercado administre as operações.

8. AGRADECIMENTOS

Este estudo foi apoiado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações - MCTI e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIOVE. Estatísticas. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. 2021. Disponível em: www.abiove.org.br/estatisticas. Acesso em: 25 out. 2021.

ANP. Resolução ANP nº 45, de 25 de agosto de 2014. Dispõe sobre a especificação do biodiesel contida no Regulamento Técnico ANP nº 3 de 2014 e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional.

Diário Oficial da União, Brasília, DF, 25 de agosto. 2014. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 15 out. 2021.

ANP. Nota Técnica Conjunta no. 10/2021/ANP - Proposta do novo modelo de comercialização de biodiesel. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/ptbr/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/biodiesel/ntconj2021.pdf. Acesso em: 25 out. 2021.

BRASIL. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Brasília: Diário Oficial da União. 2005. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 25 out. 2021.

BRASIL. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 26 de dezembro. 2017. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 15 out. 2021.

BRASIL. Decreto nº 9.101, de 20 de julho de 2017. Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, e o Decreto nº 6.573, de 19 de setembro de 2008, que reduzem as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene de aviação e álcool. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21 jul. 2017a. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 15 out. 2021.

BRASIL, República Federativa do Brasil. Intended Nationally Determined Contribution. Towards Achieving The Objective Of The United Nations Framework Convention On Climate Change. 2015.

CEBDS. O que é o Acordo de Paris e as metas da NDC brasileira. 2018. Disponível em: https://cebds.org/acordo-de-paris-e-ndc-brasileira/#.YXcpbuBKhPY. Acesso em: 25 out. 2021.

CHADDAD, F.R. UNICA: Challenges to Deliver Sustainability in the Brazilian Sugarcane Industry1. International Food and Agribusiness …, v. 13, n. 4, p. 173–192, 2010.

FGV - FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Biocombustíveis. FGV Energia. 2017, ano 4, nº 8. ISSN 2358-5277.

JAGGER, A. The fluctuating fortunes of Brazilian ethanol. Biofuels, Bioproducts and Biorefining, v. 7, n. 39, p. 2011–2013, 2013.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Matriz Energética Brasileira: Exercício 2016. Brasília, 2017a. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-46/topico82/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf. Acesso em: 25 out. 2021.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Mistura de Biodiesel ao diesel passa a ser de 13% a partir de hoje. 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/mistura-de-biodiesel-ao-diesel-passa-a-ser-de-13-a-partir-de-hoje-1-3. Acesso em: 25 out. 2021.

MME - MINISTÉRIO MINAS E ENERGIA. RenovaBio: Objetivos. 2018a. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/objetivos. Acesso em: 15 out. 2021.

MME - MINISTÉRIO MINAS E ENERGIA. Relatório de consolidação dos testes para validação da utilização de misturas com biodiesel B10 em motores e veículos. Grupo de trabalho para testes com o biodiesel. Brasília: MME, 2018b. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/mme-apresenta-resultado-dos-testescom-misturas-de-b10. Acesso em: 25 out. 2021.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. RenovaBio: Proposta de metas compulsórias anuais de redução de emissões na comercialização de combustíveis. 2018c. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultaspublicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=colu

mn1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=46&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml %2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp. Acesso em: 25 out. 2021.

PLANALTO. Lei N° 13.576 - RenovaBio. 2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/l13576.htm. Acesso em: 25 out. 2021.

VEIGA, Pedro da Motta; RIOS, Sandra Polónia. Ethanol policy in Brazil: A 'green' policy by accident? In: ALTENBURG, T., & ASSMANN, C. (eds.). Green Industrial Policy. Concept, Policies, Country Experiences . Geneva, Bonn: UN Environment; German Development Institute / Deutsches Institut für Entwicklungspolitk (DIE), 2017. (Cap. 13, páginas 199 a 217). Disponível em: http://www.unpage.org/files/public/green_industrial_policy_book_aw_web.pdf. Acesso em: 15 out. 2021.

WALTER, A. *et al*. Brazilian sugarcane ethanol: developments so far and challenges for the future. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, v. 3, n. 1, p. 70–92, 22 jan. 2014.

O PROTAGONISMO DO POTENCIAL DE EÓLICAS-OFFSHORE NO BRASIL: UMA ANÁLISE DO DECRETO 10.946

Lucas Ramos Deliberali Barbosa[1]; Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

A energia eólica offshore está, cada vez mais, sob o olhar estratégico de líderes internacionais. Isso porque esse tipo de geração de energia se tornou fator chave para mitigação dos efeitos decorrentes das mudanças climáticas, e já possui 57,2 GW de capacidade instalada no mundo. No panorama nacional, diante da grande expectativa do setor público e privado em torno do potencial deste tipo de geração de energia elétrica, o governo federal publicou o Decreto 10.946, no dia 25 de janeiro no Diário Oficial da União, com o propósito de fornecer embasamento jurídico e elucidar os detalhes do processo de cessão de uso onerosa, instituições setoriais responsáveis pelo processo de licenciamento, assim como as análises e premissas básicas a fim de evitar impactos correlacionados à implantação e operação desses empreendimentos no futuro. O objetivo desse trabalho, portanto, é realizar uma análise qualitativa dos principais pontos do Decreto recém-publicado de forma a avaliar sua efetividade para permitir o avanço do setor elétrico rumo a descarbonização. Assim sendo, os pontos definidos como foco foram os procedimentos de cessão de uso planejada e independente destacados no Capítulo III, seções I e II respectivamente, e Capítulo IV sobre os contratos de cessão de uso. Cabe destacar que há Projetos de Lei (PL) em tramitação no poder legislativo, sendo estes: PL 11.247/2018, PLS 576.2021 e PL 3.655/2021. Contudo, pela morosidade na tramitação dos Projetos de Lei e pela urgência de um instrumento jurídico diante do crescimento quase exponencial dos interessados, a estratégia do Ministério de Minas e Energia, foi justamente regulamentar inicialmente por força de Decreto. Com a publicação do Decreto, espera-se gerar maior atratividade e aportes significativos de companhias internacionais do setor de

óleo e gás, como Shell e Equinor que já manifestaram publicamente interesse no setor com intuito de neutralizar suas emissões. Grandes companhias do setor elétrico como a Neoenergia, controlada pelo grupo espanhol Iberdrola, e a *joint-venture Ocean Winds Offshore*, formada por Engie e EDP, também já possuem projetos protocolados. Até 2021, os projetos paralisados no IBAMA já contabilizavam 46 GW e após a publicação do Decreto atingiu-se 80 GW de potência instalada, superando a capacidade global atualmente em operação, colocando o Brasil em posição de destaque diante do mundo principalmente pela urgência em relação a transição energética elencada como primordial no Acordo de Paris e, mais recentemente, na 26º Conferência das Nações sobre Mudança do Clima. Com isso, a pesquisa pretende trazer como resultado discussões sobre os contratos previstos neste Decreto Presidencial sobre a celebração da cessão de uso das áreas marítimas (prismas) sob domínio da União para construção dos empreendimentos de energia eólica *offshore*. Além disso, o avanço do marco regulatório beneficiará o Sistema Interligado Nacional, ainda fortemente dependente das usinas hidrelétricas, que representam 62,5% de toda capacidade instalada do sistema elétrico e que foram muito afetadas pela crise hídrica de 2021, tornando necessário o acionamento das usinas termelétricas, grandes emissoras de gases de efeito estufa.

Palavras-chave: Energia**;** Eólica-offshore; Descarbonização; Regulamentação.

ABSTRACT

Offshore wind energy is increasingly under the strategic gaze of international leaders. This type of power generation has become a key factor in mitigating the effects of climate change and already has 57.2 GW of installed capacity worldwide. In the national scenario, under the great expectation of the public and private sectors regarding the potential of this type of electricity generation, the federal government published Decree 10,946 on January 25th in the Official Diary of The Union to provide legal background and explain the details of the onerous use assignment, the sectorial institutions responsible for the licensing process, as well as the fundamental analyses and requirements to avoid impacts related

to the implementation and operation of these projects in the future. With the publication of the Decree, it is expected to generate greater attractiveness and significant capital contributions from international companies in the oil and gas sector, such as Shell and Equinor, which have already publicly expressed interest in the sector to neutralize their emissions related to the extraction and refining process. Large companies in the electricity sector such as Neoenergia, controlled by the Spanish group Iberdrola, and the joint venture OW Offshore, formed by Engie and EDP, also have already registered projects. By 2021, the projects stopped at IBAMA already accounted for 46 GW, and after the publication of the Decree, 80 GW of installed capacity was reached, surpassing the global power currently in operation, positioning Brazil in a highlighted position in the world, especially due to the urgency of the energy transition listed as crucial in the Paris Agreement and, more recently, in the 26th United Nations Conference on Climate Change. Therefore, the research intends to bring as results discussions about the contracts established in this Presidential Decree concerning the celebration of the assignment of the use of maritime areas (prisms) under the Brazilian Union's domain for the construction of offshore wind power plants. In addition, the progress of the regulatory framework will benefit the National Interconnected System, still heavily dependent on hydroelectric plants, which represent 62.5% of all installed capacity of the national electricity system and which were significantly affected by the water crisis of 2021, generating significant increases in energy bills, including sectoral taxes, and making necessary the activation of thermoelectric plants, large emitters of greenhouse gases.

Keywords: Energy; Offshore-Wind-Power; Decarbonization; Regulation

1. INTRODUÇÃO

A emergência climática tem impulsionado o crescimento global da indústria de energia eólica, contudo, não o suficiente para atingirmos os objetivos do plano *net-zero*. No ritmo atual de instalações anuais, teremos menos de dois terços de capacidade instalada necessária até 2030, tornando o cenário de mitigação de gases de efeito estufa cada vez mais preocupante.

A experiência internacional com projetos de energia eólica (*onshore* e *offshore*) mostra que os principais obstáculos que impactam o avanço e celeridade nas instalações são: ambientes políticos instáveis e centrados em objetivos de curto prazo, mercados com baixa adesão a financiamento de projetos de energia renovável e a fragilidade, ou ausência, de políticas que permitam o desenvolvimento das tecnologias que estimulem a transição energética (GWEC, 2022). Assim sendo, a criação de um ambiente regulatório consolidado com regras e processos inteligíveis exercem papel fundamental na garantia de expansão dos parques eólicos através dos aportes do setor privado.

Em 2021, o Brasil registrou um importante resultado ocupando a 3ª posição em acréscimo de parques eólicos *onshore* (3,8 GW) ficando atrás de Estados Unidos (12,7 GW) e China (30,7 GW) (GWEC, 2022). Já em eólicas *offshore*, apesar do interesse da iniciativa privada, ainda não há parques em operação no Brasil e a liderança nesse segmento também se manteve com a China com 16,9 GW de capacidade instalada no resultado anual, contribuindo majoritariamente para os 21,1 GW alcançados em novas instalações a nível global. Na totalidade, os parques eólicos *offshore* detêm 57,2 GW de capacidade instalada (GWEC, 2022).

Com o intuito de desenvolver o mercado de parques eólicos *offshore* no Brasil, a EPE publicou em 2020 um *roadmap* abordando aspectos tecnológicos e legais, incluindo análises e aprendizados da Europa obtidos com esse tipo de projeto, com enfoque aos casos da Dinamarca, Reino Unido, Alemanha e França. O estudo de potencial na costa revelou a existência de potencial técnico de 700 GW em locais com profundidade de até 50m, consequência das condições atmosféricas favoráveis sobre o mar e do extenso litoral brasileiro (EPE, 2020).

Diante disso, as discussões se voltaram aos desafios do setor envolvendo toda cadeia de suprimentos, infraestrutura portuária, conexão a rede de transmissão, impactos ambientais e principalmente na análise do arcabouço regulatório para preenchimento de eventuais lacunas envolvendo o processo de licenciamento até a obtenção da outorga dos empreendimentos.

Assim sendo, o presente trabalho se propõe a avaliar o Decreto 10.946/2022 de forma qualitativa buscando referenciais teóricos nacionais e internacionais de natureza jurídica com o objetivo central de contribuir para as discussões e ampliar a participação de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica, particularmente, a eólica offshore.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Desde o início do século XX, o setor elétrico brasileiro passou por profundas transformações no arcabouço regulatório até atingir o nível de maturidade que dispõe atualmente, fruto da expressiva contribuição pública e dos inúmeros debates ao longo de sua história. O início de sua regulamentação é marcado pelo Código de Águas, decretado em 1934 durante o governo de Getúlio Vargas, que assegurou à União a possibilidade de fiscalizar as concessionárias de energia elétrica e garantir serviços adequados para a população com tarifas equilibradas (NETO, 2015). Até então, o mercado de energia elétrica era controlado por empresas estrangeiras sem qualquer ação do Estado sob as operações. Mais adiante, entre 1960 e 1984, diante do crescimento da industrialização, o Brasil passou a demandar mais energia propiciando a construção de usinas hidrelétricas e a criação de grandes companhias do setor como a Eletrobras, CESP e Itaipu Binacional.

Após um longo período de declínio, iniciado no final da década de 1970 devido à crise global do petróleo e após diversas ações do governo para controle da inflação e da dívida setorial, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foi criada como Órgão Regulador por meio da publicação do Decreto 2.335/1997, visando a garantia da necessidade futura de energia, liberdade de competição na geração e na comercialização, tarifas equilibradas e uma maior qualidade de serviços prestados ao consumidor.

De maneira geral, as mudanças destacadas foram motivadas por força de eventos na política externa e interna associadas a necessidade do desenvolvimento econômico nacional inserindo marcos ao longo de sua história que contribuíram para seu amadurecimento.

Por outro lado, em 2015, o Brasil apresentou sua nova Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) para a Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, comprometendo-se a reduzir as emissões líquidas totais de gases de efeito estufa em 37% até 2025 e adicionalmente reduzir em 43% até 2030 em relação a base de 2005 (GROTTERA, NASPOLINI, *et al.*, 2021). Nesse contexto, o setor elétrico assumiu um papel importante no plano *net-zero* uma vez que o país contém cerca de 16% da capacidade instalada proveniente de combustíveis fósseis, enquanto energia eólica e solar possuem 9,8% e 1,9% respectivamente (EPE, 2021). No panorama internacional, o consumo de eletricidade por meio de fontes não renováveis representa 63,1%, o que evidencia a urgência na criação de mecanismos que permitam a expansão da indústria de fontes renováveis e colocando as usinas eólicas *offshore* como elemento chave da transição energética (IEA, 2022).

2.1 Eólicas offshore no contexto internacional

Apesar da forte participação da China na expansão do setor em 2021, o primeiro parque eólico *offshore* surgiu na cidade de Vindeby, na Dinamarca, em 1991, com capacidade instalada de 4,95 MW distribuída por 11 turbinas eólicas com 450 kW de potência cada uma (ANTUNES, 2016). Desde então, com o amadurecimento da tecnologia, os aerogeradores estão com dimensões maiores e assumindo novas capacidades de fornecimento de energia, o que, por sua vez, está proporcionando melhorias de desempenho e custo para os parques eólicos *offshore* (IEA, 2019). A linha de turbinas Haliade-X da *General Electric*, por exemplo, possue capacidades de 12 MW a 14 MW com rotor de 220 metros de diâmetro (GE, 2021).

Os parques eólicos em alto mar fornecem capacidades maiores se comparado com outras fontes renováveis variáveis. Em 2018, o fator de capacidade global médio para turbinas eólicas foi de 33%, já em eólicas *onshore* o registro foi de 25% e usinas solares com 14%. Com a crescente inovação tecnológica, espera-se que os novos projetos tenham fatores de capacidade de

cerca de 40%, em condições de vento moderado, e 50% em áreas com condições de vento constantes (IEA, 2019).

3. METODOLOGIA

Para desenvolvimento deste trabalho, foi realizado revisão da literatura sobre o estado da arte dos complexos eólicos *offshore* do ponto de vista tecnológico e regulatório. Para análise das características tecnológicas deste tipo de empreendimento foram consultados artigos científicos, sites de fabricantes e relatórios de agentes do setor energético nacionais e internacionais. Para análise regulatória também foram consultados artigos científicos, relatórios e dados disponibilizados pelos órgãos e empresas da Administração Pública Federal.

4. O DECRETO 10.946/2022

O promissor potencial eólico *offshore* no Brasil, despertou um grande interesse dos empreendedores no setor, resultando em cerca de 23 projetos protocolados no IBAMA antes da publicação do Decreto (IBAMA, 2021). Nesse sentido, a busca por informações cresceu abruptamente e levantou questionamentos sobre a aderência do arcabouço regulatório existente para este tipo de projeto. Até o preenchimento desta lacuna os projetos permaneceram paralisados aguardando diretrizes da União.

No dia 25 de janeiro, o Decreto foi publicado e detalhou o processo para cessão onerosa de bem público. De acordo com a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, as principais definições sobre o processo até a obtenção da outorga são:

I. Cabe ao MME autorizar o direito de uso de bens da União em áreas localizadas em águas interiores, no mar territorial (até 22 km da costa), na Zona Econômica Exclusiva e na plataforma continental;
II. A exploração da área se dará mediante celebração de contrato de cessão onerosa de uso de bem público;

III. A exploração do serviço de geração de energia elétrica será outorgada mediante autorização da ANEEL;

IV. O instrumento contratual disporá sobre o pagamento pelo UBP;

Os modelos de cessão de uso previstos no Decreto são definidos como Independente e Planejada existindo diferenças pontuais no fluxo do processo, porém importantes para a análise do empreendedor para tomada de decisão.

4.1 Cessão independente

A cessão independente consiste na identificação de áreas com potencial pelo próprio empreendedor que apresentará o requerimento ao MME. Após a manifestação do interesse, o MME irá analisar a área em questão para identificar conflitos de sobreposição com outros empreendedores que eventualmente já tenham sido contemplados, ou com processo de cessão em andamento. Na ausência de conflitos, o projeto segue para a fase de emissões de DIP[1], que deve ser solicitada aos diversos agentes setoriais pelo próprio interessado (MME, 2022).

4.2 Cessão planejada

A cessão planejada consiste na identificação de áreas com potencial pelo Ministério de Minas e Energia, que por meio da avaliação do potencial brasileiro, define os prismas de exploração e disponibiliza para a licitação (MME, 2022). Nesta modalidade, o próprio MME solicita aos agentes setoriais as emissões de DIP. Uma peculiaridade sobre esse processo é que existem dois cenários em relação a responsabilidade sobre o desenvolvimento do Estudo de Estudo Potencial Energético, sendo estes:

- Cenário 1: Consiste na realização do Estudo de Estudo Potencial Energético pelo empreendedor após a licitação;

[1] A DIP (Declaração de Interferência Prévia) tem a finalidade de identificar a existência de conflitos em outras atividades como, por exemplo, interferência em rotas náuticas, unidades de conservação e rotas de pesca.

- Cenário 2: Consiste na realização do Estudo de Estudo Potencial Energético pela EPE, ou outra instituição a ser definida pelo MME, antes da fase de licitação.

4.3 Licitação e contrato de cessão de uso

Após a solicitação inicial e análise de sobreposições, inicia-se a fase de licitação das áreas e avaliação das ofertas. O empreendedor contemplado será aquele com maior retorno econômico e qualificação técnica, porém, cabe ressaltar que além da cessão da área será necessária a outorga da ANEEL para os parques eólicos marítimos, sendo premissa para o deferimento a apresentação de Estudos Certificados da Estimativa do Potencial de Geração e Licença Prévia emitida pelo IBAMA conforme disposto no Artigo 5º, parágrafo 3º do Decreto:

> O contrato de cessão de uso não gera o direito à exploração do serviço de geração de energia elétrica pelo cessionário, que dependerá de autorização outorgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel nos termos dispostos na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (PODER EXECUTIVO, 2022).

5. RESULTADOS

Sob a perspectiva tecnológica, a análise dos artigos demonstrou que os parques eólicos marítimos contribuirão expressivamente para a diversificação da oferta interna de energia elétrica, como consequência das condições de vento sobre o mar que são superiores a aquelas registradas em parques eólicos *onhsore*, proporcionando maiores capacidades de geração de energia elétrica.

A análise regulatória demonstrou que a publicação do Decreto resultou no crescimento de projetos apresentados a União, apresentando detalhes sobre a gestão das áreas e os agentes setoriais envolvidos e seu papel no fluxo de cessão de uso, algo que até então estava abstrato aos olhos dos empreendedores. Contudo, ainda há dúvidas sobre a licitação e critério de remuneração no modelo de cessão independente, uma vez que o empreendedor

na fase de solicitação inicial já terá custos com avaliações de áreas para identificar aquelas com viabilidade de exploração (MELCOP, 2022).

Diante da dependência de importações para implantação dos aerogeradores *offshore*, verifica-se a necessidade do desenvolvimento da indústria nacional. Assim sendo, é necessário que parte da receita gerada com a comercialização de energia elétrica desses empreendimentos seja destinada a pesquisa e desenvolvimento tecnológico, elemento essencial que deve ser previsto no Decreto e já praticado no setor de Óleo&Gás conforme Lei nº9.478/1997.

6. CONCLUSÕES

Averígua-se que o Decreto teve o condão de criar instrumentos jurídicos para atrair novos investidores e elucidar os detalhes da cessão de uso de bem público no Mar Territorial, Zona Contígua e na Zona Econômica Exclusiva para implantação de eólicas *offshore*. Espera-se que com o avanço dos debates para aprimoramento do Decreto e Projetos de Lei haja maior consonância entre o Poder Público e Setor Privado considerando o objetivo comum das partes em viabilizar a transição energética e, em linha com os *frameworks* internacionais de sustentabilidade, tornar o sistema elétrico menos dependente dos combustíveis fósseis. Adicionalmente, o sucesso na geração de energia eólica em alto mar irá contribuir para a redução da dependência das hidrelétricas e permitirá novos projetos de “hidrogênio verde”, termo que se refere a obtenção do hidrogênio por eletrólise a partir de fontes renováveis.

Cabe ressaltar que é necessário avaliar toda cadeia de suprimento associada ao projeto, uma vez que este empreendimento em alto mar será dependente da infraestrutura de portos para garantir o transporte de equipamentos e profissionais responsáveis pela implantação e manutenção dos parques. Além disso verifica-se a necessidade de abordar no Decreto maiores detalhes sobre os espaços que irão abrigar a infraestrutura responsável pelo escoamento do fluxo de potência ao Sistema Interligado Nacional, compreendendo as linhas de transmissão submarinas e subestações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANTUNES, F. J. P. Desenvolvimento Actual e Perspectivas da Energia Eólica Offshore em Portugal, Lisboa, Setembro 2016. 114.

EPE. Roadmap Eólica Offshore Brasil. Brasília, p. 140. 2020.

EPE. Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020, Rio de Janeiro, 2021.

GE. Haliade-X offshore turbine. GE, 2021. Disponivel em: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>. Acesso em: 16 Maio 2022.

GROTTERA, C. et al. Energy policy implications of carbon pricing scenarios for the Brazilian NDC implementation. Energy Policy, Rio de Janeiro, 29 outubro 2021. 17.

GWEC. Global Wind Report 2022, Bruxelas, 4 Abril 2022. 158.

IBAMA. Mapa situa projetos de Complexos Eólicos Offshore licenciados pelo Ibama, 2021. Disponivel em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/noticias/2021/mapa-situa-projetos-de-complexos-eolicos-offshore-licenciados-pelo-ibama>. Acesso em: 9 Maio 2022.

IEA. Offshore Wind Outlook 2019: Special report. IEA. Paris, p. 98. 2019.

MELCOP, J. Eólicas offshore: o que diz (e não diz) o decreto 10.946. EPBR, 2022. Disponivel em: <https://epbr.com.br/eolicas-offshore-o-que-diz-e-nao-diz-o-decreto-10-946-por-juliana-melcop/>. Acesso em: 18 maio 2022.

MME. MME promove webinar sobre Diretrizes Iniciais para Geração de Energia Offshore, 2022. Disponivel em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-promove-webinar-sobre-diretrizes-iniciais-para-geracao-de-energia-offshore>. Acesso em: 12 Abril 2022.

NETO, T. E. Uma análise histórico-jurídica do Código de Águas (1934) e o início da presença do Estado no setor elétrico brasileiro no primeiro Governo Vargas. História em reflexão, p. 16, Junho 2015.

PODER EXECUTIVO. Decreto 10.946, de 25 de janeiro de 2022. Diário Oficial da União, Brasília, 2022.

OBTENÇÃO DE ETANOL A PARTIR DE RESÍDUOS DE MANDIOCA (*MANIHOT ESCULENTA CRANTZ*)

Mariane Motta de Campos Cuchi[1]; Olívio Fernandes Galão[1]

[1]*Universidade Estadual de Londrina*

RESUMO

O etanol é visto como uma alternativa energética renovável comparado ao uso do petróleo e de seus derivados, além da possibilidade de solucionar os problemas relacionados a matriz energética brasileira, a partir do desenvolvimento da produção de biocombustíveis que sejam menos impactantes para o meio ambiente. O que permite seu incentivo para produção é a procura por novas matérias primas diversificadas. Umas dessas alternativas tem se mostrado por meio da biomassa amilácea derivada de diferentes fontes promissoras ambientalmente sustentáveis. Este trabalho buscou analisar a possibilidade de utilizar cascas de mandioca, que são resíduos da produção das fecularias para obtenção de etanol. Portanto, realizou-se tratamento de hidrólise ácida, tendo como variantes diferentes concentração de ácido sulfúrico, granulometria da peneira variando em mesh e tendo também diferentes tempos de autoclavagem com as cascas de mandioca (*Manihot esculenta* Crantz), com a finalidade de obtenção e quantificação de glicose e açúcares totais presentes nas amostras. Foi possível explorar o potencial da metodologia de superfície de resposta na otimização do processo de hidrólise. A metodologia utilizada apresentou melhor resultado utilizando a solução de 5% de ácido sulfúrico, peneira de 32 mesh e 22,5 minutos de autoclave. Estimou-se uma produção de 128,14 mg de álcool por 1 grama de matéria seca de casca de mandioca.

Palavras chave: Resíduos; Biomassa; Biocombustível

ABSTRACT

The energy alternative from the use of oil and the development of its production, in addition to the possibility of solving the problems of the Brazilian energy matrix,

from an alternative environment that is sustainable for the use of oil and less sustainable. What allows the incentive for production is the search for new offers of diversified raw materials. Alternatives have been shown through starchy biomass derived from different environmental sources of the runoff. This sought to analyze the possibility of using cassava husks, which are residues from the production of starch factories for the use of ethanol. Therefore, a time hydrolysis treatment was carried out, having as different variants of sulfuric acid, sieve granulometry varying in mesh and also having autoclaving concentration with different cassava cascades (Manihot esculenta Crantz), with a purpose of duration and quantification of glucose and total sugars present in the samples. It was to explore the potential of response surface methodology in optimizing the possible hydrolysis process. The methodology used showed better results using a 5% sulfuric acid solution, a 32 mesh sieve and 22.5 minutes of autoclave. It is estimated a production of 128.14 mg of alcohol per 1 gram of dry matter of cassava husk.

Keywords: Waste; biomass; biofuel

1. INTRODUÇÃO

Podemos encontrar diferentes fontes de energia renováveis disponíveis na natureza, como por exemplo emitida pelo sol (energia solar), pela força dos ventos (energia eólica), energia das ondas do mar e das marés (energia oceânica), energia água dos rios (energia hidráulica), energia do interior da Terra (energia geotérmica), e energia de matéria orgânica (biomassa) e outra fonte de energia renovável é oriunda do hidrogênio (o elemento mais abundante do universo que se encontra disponível na atmosfera terrestre). No século 20 a produção de energia oriunda de derivados de combustíveis fósseis (o petróleo, o carvão e o gás natural), ao serem somados com o início do século 21 resultou em aproximadamente 80% de toda energia gerada no mundo (EPE, 2020; GOLDEMBERG, 2009).

O Brasil se tornou um dos países com maior produção de etanol, desde o início dos anos de 1970, utilizando como matéria prima a cana-de-açúcar,

(embora observado nas últimas safras um importante crescimento da utilização do milho, principalmente na região centro-oeste) e obtendo o segunda posição em maior produtividade de biocombustíveis no mundo, porém muito atrás dos EUA, que lidera a produção desse biocombustível, consumo e exportação de etanol, isso só foi possível graças ao incentivo de pesquisas na época e pelo avanço tecnológico alcançado pelo seguimento agrícola e industrial. A União Europeia se destaca na terceira posição alcançando a maior produção mundial de etanol, enquanto que a China é o quarto maior, e a seguir a Índia se classifica como o quinto maior produtor (CRUZ et al. 2014; VIDAL, 2020; CONAB, 2020).

É de fundamental importância as políticas públicas para que o desenvolvimento de diferentes seguimentos da economia possam acontecer. Desse modo, vale destacar que as ações do Estado podem proporcionar oportunidades que permitam elevada competitividade e sustentabilidade (CLEIN, 2019).

Por mais de um século, o Brasil precisou importar líquido de petróleo. No período de maior crise de oferta, respondeu com investimentos em outras fontes de energia, notadamente hidroelétrica e, em particular, após o choque de 1973, em álcool, com o (Proálcool) Programa Nacional do Álcool (NITSCH, 1991; SCHUTTE; BARROS, 2010, BARCELOS, 2021).

O Brasil se destaca por ser possuidor de uma imensa biodiversidade com potencialidades de exploração sustentável, lhe conferindo uma produção de energia obtida por diversos meios, incluindo também as fontes de energia renováveis através das biomassas para produção de biocombustíveis como o etanol e o biodiesel (PACHECO, 2006).

2. METODOLOGIA

2.1 Preparação das amostras

As amostras de cascas de mandioca foram submetidas em estufa para secagem por um período de 48h a 50 °C. Posteriormente foram trituradas em liquidificador industrial e tamisadas em peneiras granulométricas.

Em seguida foram separados dezesseis tubos de ensaios para dar início para testar as diferentes variáveis de concentrações de ácido sulfúrico (H_2SO_4)

de 1%, 3% e 5% (mol/L), a granulometria das peneiras de 16, 24 e 32 mesh, e diferentes tempos de autoclave variando de 10, 35 e 60 minutos.

Foram utilizados 1g de amostra seca de casca de mandioca para 10 mL (volume final) de ácido sulfúrico, com sua respectiva concentração. Após o procedimento de autoclave, as amostras esfriaram em temperatura ambiente e foram centrifugadas. Depois o pH das amostras foram ajustados para 4,5 a 5 com carbonato de cálcio saturado.

2.1.1 Determinação quantitativa de glicose

Foi utilizado o método DNS (ácido 3,5- dinitrosalicílico) – (MALDONADE, 2013), que é baseado na Técnica de Espectrofotometria UV-Vis. Neste método, os açúcares redutores formam enedióis que cedem elétrons para reduzir o reagente 3,5- dinitrosalicílico à 3-amino-5-nitrosalicilato, produzindo uma coloração alaranjada que será mais intensa quanto maior for a concentração de açúcares redutores presentes no meio de reação de óxido-redução. Posteriormente as amostras para a curva de calibração DNS foram homogeneizados e lidos em espectrofotômetros em 540 nm.

2.1.2 Determinação quantitativa de açúcares totais

Foi utilizado o Método do Fenol Sulfúrico que se baseia na determinação de açúcares simples, como os polissacarídeos e seus derivados, inclui os metil-ésteres com grupos redutores livres. Após a desidratação dos mesmos pelo ácido sulfúrico e sequente complexação dos produtos resultantes com o fenol.

Essa reação é sensível e de cor estável. As análises foram feitas de acordo com a metodologia (DUBOIS, 1956). Os teores de açúcares totais puderam ser determinados pela espectrofotometria em um comprimento de onda de 490nm e também utilizando-se de uma curva padrão de glicose (1%) de intervalo de 10 a 90mg (SILVA et al. 2003).

2.1.3 Estimativa para o teor de álcool

A estimação do teor de álcool foi realizada considerando a reação de fermentação da glicose tendo como base a reação química representada a seguir:

$$C_6H_{12}O_6 \xrightarrow{Zimase} 2\ CH_3CH_2OH + 2CO_2$$

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A fase do pré-tratamento é considerada uma das etapas mais importante para a conversão da biomassa em açúcares fermentescíveis para a obtenção de etanol, por se tratar de uma etapa que busca garantir a eficiência e diminuir os custos de produção (MARTINEZ, 2016).

A concentração de glicose, determinada pelo método DNS, obtida a partir da hidrólise da casca de mandioca bem como os valores estimados da concentração de álcool em miligramas de álcool por grama de matéria seca estão apresentados na tabela 1.

Tabela 1 – Valores de concentração de glicose na casca da mandioca e concentração estimada de álcool

Amostra	Glicose (mg/g de casca de mandioca)	Concentração de álcool (mg/g)
1	56,8	29,03
2	166,9	85,30
3	235,6	120,42
4	195,5	99,92
5	77,8	39,76
6	138,2	70,64
7	202,5	103,50
8	259,8	132,79
9	121,1	61,90
10	145,2	74,21
11	224,8	114,90
12	169,4	86,58
13	225,4	115,20
14	180,2	100,42
15	225,4	111,98

As maiores concentrações de glicose e de álcool foram obtidas nos ensaios 3 e 8.

O método fenol sulfúrico determinou a quantidade de açúcares totais nas cascas de mandioca e os resultados obtidos estão na tabela a seguir.

Tabela 2 – Valores de concentração de açúcares totais na casca de mandioca

Amostra	Açúcares totais (mg/g)	Concentração %
1	401,6	40,2
2	473,5	47,3
3	467,5	46,7
4	694,9	69,5
5	700,9	70,1
6	483,4	48,3
7	656,0	65,6
8	665,0	66,5
9	413,6	41,4
10	637,1	63,7
11	630,1	63,0
12	586,2	58,6
13	566,2	56,6
14	577,2	57,7
15	369,7	37,0

Na equação 1 resultante, onde os termos significativos em nível de 5% estão representados por asteriscos, Y representa o valor estimado da produção de etanol e os valores de xi representam, respectivamente, a concentração de H_2SO_4 utilizada (x1), o tempo de autoclave, em minutos (x2) e a malha da peneira utilizada (x3). Por apresentar um valor de p=0,93 o termo entre x1x3 foi retirado da equação preditiva. Os termos lineares influenciam positivamente no aumento da concentração de álcool sendo que os termos quadráticos e de interação influenciam negativamente indicando um certo antagonismo.

$$Y = 109{,}20^* + 11{,}99^* x1 + 11{,}25\, x2 + 23{,}91^* x3 - 11{,}63\, x12 - 13{,}90\, x22 - 10{,}90\, x32 - 19{,}19^* x1x2 - 10{,}15\, x2x3 \quad (1)$$

Em adição, a análise de variância (Tabela 3), sem o termo de interação entre as variáveis x1 e x3 que são as menos significativas, mostrou que a regressão é significativa, em nível de 5% pois o valor do F calculado foi maior

que o valor do F tabelado e o valor do desvio da regressão foi considerado não significativo no mesmo nível de significância o que reforça a qualidade do modelo matemático obtido.

Tabela 3 – Análise de variância da produção de etanol

	G.L.	S.Q.	Q.M.	F calc.	F tab.
Regressão	8	10057,19	1257,15	20,80(S)	19,37
Desvio	4	2393,26	598,32	9,90(NS)	19,25
Erro puro	2	120,87	60,44		
Total	14	12571,32			

(S) significativo em nível de 5% e (NS) não significativo em nível de 5%

O gráfico de Pareto (Figura 1), contendo todos os termos, mostra as variáveis mais significativas na construção do modelo quadrático. Os números em frente ao retângulo representam os valores do teste t. Ele mostra que a granulometria ou o tamanho da malha e a concentração de ácido sulfúrico, nessa ordem, são as variáveis que mais influenciam o processo de obtenção de açúcares redutores e, consequentemente, a maior produção de etanol. Ele também mostra que a interação entre essas variáveis não é importante podendo ser desconsiderada no modelo matemático obtido.

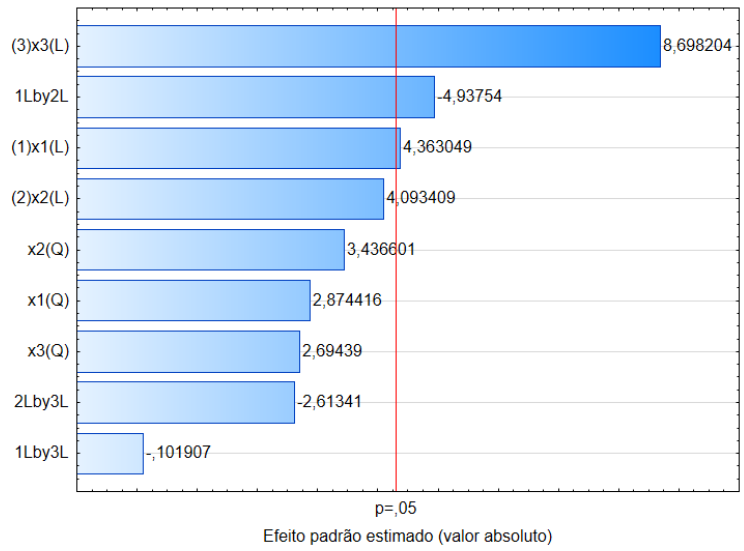


Figura 1 – Gráfico de Pareto mostrando as variáveis do modelo mais significativas

Uma região de contorno é a projeção de uma superfície tridimensional em um plano bidimensional. Os valores da superfície ajustada, em termos da variável resposta, podem ser representados por linhas de vários tons de cor em um gráfico contendo as variáveis independentes. Ao lado dele temos as respostas das variáveis dependentes, que variam de um valor mínimo a um valor máximo (CHENDYNSKI et al., 2020; HILL & LEWICKI, 2006).

Zenatti (2015) relatou em seu trabalho que as variáveis independentes proporcionaram maior influência na conversão de açúcares redutores, sendo que as variáveis tempo e temperatura resultaram em uma influência mais significativa quando atingido a temperatura de 140° C por um período de tempo de 45 minutos e com a concentração de ácido sulfúrico de 0,10 mol.L-1 obteve a conversão de açúcares em 99,98 %.

As superfícies de resposta obtidas por meio do modelo matemático (Eq. 1), para o teor alcoólico em relação a combinação binária das variáveis independentes, são mostradas nas figuras 2, 3 e 4. A Figura 2 foi obtida fixando-se a granulometria em 32 mesh que, de acordo com a Figura 2, representa o seu valor ótimo.

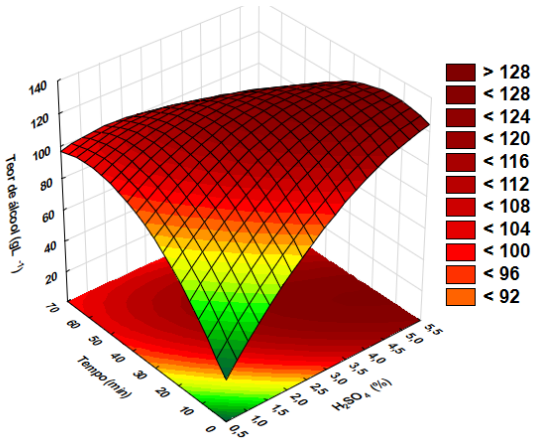


Figura 2 – Superfície de resposta para produção de álcool fixando-se a granulometria em 32 mesh

A Figura 3 foi obtida fixando-se o tempo de hidrólise em 22,5 minutos que, de acordo com a Figura 3, representa o seu valor ótimo. Podemos observar que quanto maior a granulometria da amostra de casca de mandioca maior será a concentração de ácido sulfúrico para promover a hidrólise com aumento de do teor de glicose e, consequentemente um aumento na produção de álcool.

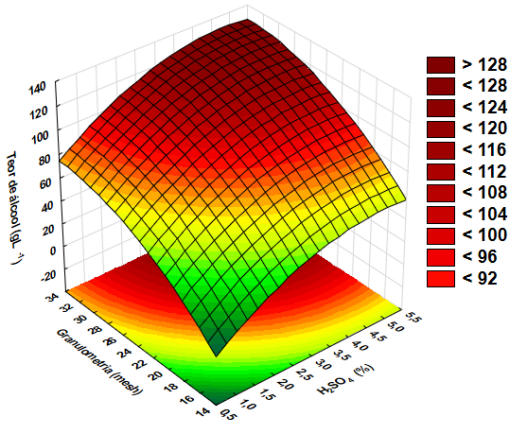


Figura 3 – Superfície de resposta para produção de álcool fixando-se o tempo de hidrólise em 22,5 minutos

Cabral et al. (2016) utilizou H_2SO_4 a 2% durante 96 horas para realizar a hidrólise ácida, e pode constatar que o método ácido de hidrólise sem aquecimento em autoclave são extremamente demorados e de baixa eficiência na liberação de açúcares fermentescíveis, não sendo viáveis a nível industrial.

Figura 4 foi obtida fixando-se a concentração de ácido em 5 % que, de acordo com a Figura 3, representa o seu valor ótimo. Podemos observar que nessa concentração de ácido, quanto maior a granulometria da amostra de casca de mandioca menor será o tempo necessário para completar o processo de hidrólise e, consequentemente um aumento na produção de álcool.

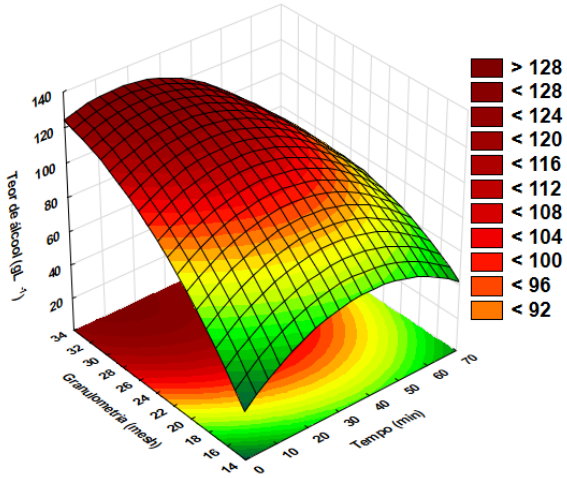


Figura 4 – Superfície de resposta para produção de álcool fixando-se a concentração do ácido sulfúrico em 5 %

4. CONCLUSÃO

O resultado obtido por meio do processo de hidrólise ácida, tendo variantes como a concentração de ácido sulfúrico, o tempo de autoclave e o mesh da peneira para a casca de mandioca apresentaram melhor resultado com solução de 5% de ácido sulfúrico, peneira granulométrica de 32 mesh e por um período de 22,5 minutos de autoclave. Pode-se estimar uma produção de 128,14mg de álcool por 1g de matéria seca de casca de mandioca.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARCELOS, M. Políticas de Biocombustíves no Brasil: Imagens e Empreendedores no Processo de Definição da Agenda do Programa Nacional do Álcool – PROAlCOOL. Revista Latino-Americana de Relações Internacionais. Rio Grande do Sul. V. 3, n. 1 p. 12-26. Jan-Abril 2021. ISSN 2596-1314

CABRAL, Ágata S., FERREIRA, J., TRINCA, N. R. R., & GARCIA-CRUZ, C. H. (2016). Hidróliseda casca de mandioca (Manihot esculenta crantz) em diferentes tempos de tratamento e concentrações ácidas para a obtenção de açúcares fermentescíveis. Anais do fórum de iniciação científica do unifunec, 6(6). Recuperado de https://seer.unifunec.edu.br/index.php/forum/article/view/2094

CHENDYNSKI, L. T.; CORDEIRO, T.; MESSIAS, G. B.; MANTOVANI, A. C. G.; SPACINO, K. R.; ZERAIK, M. L.; BORSATO, D. Evaluation and application of extracts of rosemary leaves, araçá pulp and peel of bacuri in the inhibition of the oxidation reaction of biodiesel. ; Fuel 2020, 261, 116379.;

CLEIN, C. A agroindústria canavieira e as políticas governamentais: da subvenção à desregulamentação. Braz. J. of Develop., Curitiba, v. 5, n. 8, p. 12364-12381 aug. 2019 ISSN 2525-8761 DOI:10.34117/bjdv5n8-081

CRUZ, M.L; RAMINHO, M.L.F; CASTRO, A.L.M.; GUIDINI, C.Z; RESENDE, M.M de; RIBEIRO, E.J.. Estudo da influência da Temperatura na Resistência ao Etanol da Levedura Saccharomyces cerevisae Y904. XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química, 2014.

CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento. País confirma recorde na produção de etanol: 35,6 bilhões de litros na safra 2019/20.

DUBOIS, N.; Gilles, K.A.; HAMILTON, J.K.; REBERS B.A and SMITH, F. – Colorimetric Method Determination of Sugars and Substances. Anal. Chem.. V.23, p. 350-356, 1956.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Fontes de Energia. Disponivel em < https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia#FONTES-RENOVAVEIS>. Acesso em: 13 de fev de 2020)

GOLDEMBERG, J. Biomassa e Energia. Quim. Nova, Vol. 21, n. 3, 582-587, 2009

MALDONADE, I. R.; CARVALHO, P. G. B. de; FERREIRA, N. A. Protocolo para determinação de açúcares totais em hortaliças pelo método de DNS. Embrapa Agroindústria de Alimentos, Brasília, 2013.

MARTINEZ, D. G. Produção do etanol de segunda geração a partir de resíduos do processamento da mandioca. 2016. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal Oeste do Paraná. Cascavel. 2016.

NITSCH, M. O programa de biocombustíveis proalcool no contexto da estratégia energética brasileira. Brazilian Journal of Political Economy. 11, 2 (Apr. 1991).

PACHECO, F. Energias Renováveis: breves conceitos. Conjuntura de Planejamento, Salvador: SEI, n 149, p.4-11, Outubro, 2006.

SILVA, Roberto do Nascimento et al. Comparação de métodos para a determinação de açúcares redutores e totais em mel. Food Science and Technology, v. 23, n. 3, p. 337-341, 2003.

VIDAL, F. Produção e mercado de etanol. Banco do Nordeste. Caderno Setorial. Ano 5. n.121 julho de 2020.

SCHUTTE, G. R.; BARROS, P. S. A Geopolítica do etanol. Boletim de Economia e Política Internacional - IPEA, n. 1, p. 33–43, jan. 2010.

ZENATTI, Dilcemara Cristina et al. QUANTIFICAÇÃO DE AÇÚCARES REDUTORES EM HIDROLISADO DO BAGAÇO DA MANDIOCA PARA USO NA PRODUÇÃO DE METANO. Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental, [S.l.], v. 4, p. 616-627, dez. 2015. ISSN 2238-8753.

OS DESAFIOS PARA IMPLANTAÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL

Augusto César Campos de Sousa Machado[1]; Marco Antônio C. Menezes[1];
Thiago Modesto de Abreu[1]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

Embora classificada como fonte de geração de energia limpa, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), mesmo com seu menor porte, vêm perdendo competitividade frente à outras fontes renováveis no Brasil, como eólica e solar, seja por questões técnicas, ambientais, regulatórias e econômicas. Importante destacar que esta fonte também possui externalidades positivas defendidas por diversos *stakeholders*, embora essas externalidades ou vantagens não têm sido levadas em conta na sua inserção na matriz elétrica brasileira, de forma que as PCH vêm perdendo forças ano a ano, prejudicando, ao final, o desenvolvimento sustentável do país. No tocante às questões técnicas, por se tratar de obras mais complexas, inserida dentro do curso d'água, e que deve ser executada em uma única etapa, aproveitando todo o potencial hidrelétrico existente, a sua construção demanda investimentos maiores, além de possuir custos unitários maiores, se comparado, principalmente, a modularidade das centrais solares. Por outro lado, o Brasil possui um potencial hidrelétrico considerável, com uma representatividade de cerca de 60%, uma das maiores no mundo e conta ainda com uma cadeia produtiva de implantação das PCH 100% nacional e de alta qualidade e competência. Dessa forma, o processo para obtenção de licenças ambientais e de uso de recursos hídricos para uma PCH está amparada por uma legislação mais restritiva, se comparada com outras fontes renováveis citadas anteriormente. No que se refere a questões regulatórias, o processo de obtenção de outorga de autorização de uma PCH é mais complexo se comparado à outras fontes, se considerarmos as etapas de estudo de inventário do curso d'água onde se pretende instalar o empreendimento, até a emissão do ato autorizativo

pelo poder concedente. É nesse sentido que com o objetivo de contribuir com o desenvolvimento e inserção de PCH no Sistema Interligado Nacional (SIN), este trabalho abordará um breve histórico da fonte no Brasil; as fases do processo de desenvolvimento de uma PCH no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); as fases do processo de licenciamento ambiental de uma pequena central objeto de análise; as fases do processo de obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) e ou outorga de recursos hídricos; os prazos e custos envolvidos nestas etapas, com foco no desenvolvimento de diversos empreendimentos de PCH; bem como o que preconiza a Audiência Pública ANEEL nº 013/2019 (AP013), que levanta importantes questões sobre o processo de desenvolvimento de PCH no Brasil; suas externalidades positivas; a comercialização da energia das PCH no âmbito dos Ambientes de Contratação Regulado e Livre; os Incentivos existentes hoje no Brasil para a fonte PCH; a Lei nº 14.182/2021 e o futuro das PCH no Brasil. Destaca-se ainda que várias etapas do desenvolvimento ocorrem com prazos que não dependem do empreendedor, mas sim dos órgãos oficiais responsáveis, o que impacta sensivelmente nos custos e nos riscos do processo de desenvolvimento e implantação do empreendimento. Não obstante, o trabalho destaca a necessidade de o empreendedor de PCH obter êxito na comercialização da energia de seu empreendimento, a um preço e com um prazo que viabilize a estruturação do seu negócio, para poder implantá-lo. Por fim, mediante a complexidade dos processos de desenvolvimento e os riscos envolvidos na estruturação do negócio de PCH, destacam-se fatores promissores como destinar, no mínimo, 50% da demanda à contratação de centrais hidrelétricas até 50 MW nos leilões de energia nova trará novas perspectivas para toda a cadeia produtiva nacional de PCH, fazendo jus a importância desta fonte para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas; Geração hidrelétrica; Desafios.

ABSTRACT

Although classified as a source of clean energy generation, small hydroelectric plants (SHP), even with their smaller size, have been losing competitiveness against other renewable sources in Brazil, such as wind and solar, either for technical, environmental, regulatory, or economic reasons. It is essential to highlight that this source also has positive externalities defended by several stakeholders. However, these externalities or advantages have not been taken into account in its insertion into the Brazilian electricity matrix, so the SHPs have been losing strength year after year, harming, in the end, the country's sustainable development. Concerning technical issues, as these are more complex works inserted within the watercourse and which must be carried out in a single step, taking advantage of all the existing hydroelectric potential, their construction requires more significant investments, in addition to having costs larger units, if compared, mainly, to the modularity of the solar plants. On the other hand, Brazil has considerable hydroelectric potential, with a representation of about 60%, one of the largest globally, and also has a production chain for the implementation of 100% national and high quality and competent SHP. Thus, obtaining environmental licenses and using water resources for a PCH is supported by more restrictive legislation compared to other renewable sources mentioned above. Although classified as a source of clean energy generation, SHP, even with their smaller size, has been losing competitiveness against other renewable sources in Brazil, such as wind and solar, either for technical, environmental, regulatory, or economic reasons. It is essential to highlight that this source also has positive externalities defended by several stakeholders. However, these externalities or advantages have not been taken into account in its insertion into the Brazilian electricity matrix, so the SHPs have been losing strength year after year, harming, in the end, the country's sustainable development. Concerning technical issues, these are more complex works inserted within the watercourse and must be carried out in a single step, taking advantage of all the existing hydroelectric potential. Their construction requires more significant investments and has larger costs units, if compared, mainly to

the modularity of the solar plants. On the other hand, Brazil has considerable hydroelectric potential, with a representation of about 60%, one of the largest globally, and also has a production chain for the implementation of 100% national and high quality and competent SHP. Thus, obtaining environmental licenses and using water resources for a PCH is supported by more restrictive legislation compared to other renewable sources mentioned above.
Keywords: Small hydro power plants; Power generation; Challenges.

1. INTRODUÇÃO

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) vêm ganhando destaque nos esforços voltados para a expansão da oferta de energia elétrica em âmbito mundial. Tal fato se deve ao conceito de que esses empreendimentos, por seu menor porte, causariam impactos ambientais insignificantes, quando comparadas com grandes usinas hidrelétricas. Em função disso, o Brasil tem buscado flexibilizar algumas normas ambientais e concedido incentivos financeiros com o objetivo de facilitar e agilizar a implantação de PCH no país.

Apesar da imagem limpa e dos incentivos concedidos, diferentes pesquisas científicas têm demonstrado evidências de que as PCH, mesmo com seu menor porte, alteram as características hidrológicas dos ecossistemas aquáticos e causam impactos à biota em níveis individual, populacional e de comunidades. Adicionalmente, já existem evidências de que alguns impactos ambientais acarretados por um conjunto de PCH podem ser maiores do que os impactos causados por usinas hidrelétricas de grande porte (Latini &. Pedlowski, 2016). No entanto, o desenvolvimento de PCH, como qualquer empreendimento complexo, promove benefícios e vantagens, apesar de eventuais riscos ou impactos e sua adoção deve ser vista de forma adequada, envolvendo todos os stakeholders e suas visões, para que viabilize desenvolvimento do país neste setor, com avaliação fundamentada dos motivos para facilitar e agilizar os processos de aprovação e implementação de PCH.

Com o objetivo de contribuir com a questão, neste artigo são abordadas: as fases do processo de desenvolvimento de uma PCH junto a Agência Nacional

de Energia Elétrica (ANEEL); as fases do processo de licenciamento ambiental de uma PCH; as fases do processo de obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH); os prazos e custos envolvidos nestas etapas, baseados na experiência dos autores, na participação do desenvolvimento de mais de 40 empreendimentos de PCH; a Audiência Pública ANEEL nº 013, de 2019 (AP013), que levantou importantes questões sobre o processo de desenvolvimento de PCH no Brasil; as externalidades das PCH; a comercialização da energia das PCH no âmbito dos Ambientes de Contratação Regulado (ACR) e Livre (ACL); os incentivos existentes hoje no Brasil para as PCH; o Artigo 21, da Lei nº 14.182/2021 e o futuro das PCH no Brasil.

Neste sentido o presente artigo objetiva apresentar a complexidade de tais processos de desenvolvimento, alguns riscos envolvidos, e estruturação do negócio de uma PCH, além de apresentar uma ideia de como poderá ser o futuro desta fonte no Brasil.

2. O PROCESSO DE DESENVOLVIMENTO DE UMA PCH NO ÂMBITO DA ANEEL

O processo é iniciado com o pedido de registro para a elaboração do estudo de inventário hidrelétrico, quando os potenciais locais de implantação de PCH e demais empreendimento hidrelétricos com potência superior a 5.000 kW são identificados e primeiramente analisados. Esta pode ser definida como a etapa de engenharia onde se avalia a capacidade de geração hidrelétrica de uma bacia hidrográfica ou curso d'água, por meio de um estudo complexo envolvendo diversas áreas (ex: cartografia e topografia, geologia e geotecnia, hidrologia, meio ambiente, socio-economia, dentre outras) que resulta na partição ótima de quedas que, no conjunto, propiciem o máximo de energia ao menor custo, com os menores impactos possíveis sobre o meio ambiente e em conformidade com os cenários de utilização múltipla dos recursos hídricos.

Somente após a aprovação do estudo de inventário é que os aproveitamentos identificados ficam disponíveis para fins de registro para a elaboração do projeto básico. Relevante aqui ressaltar o fato de que podem

ocorrer disputas entre diferentes empresas/pessoas físicas no pedido de Registro para a elaboração de um estudo de inventário, no âmbito das regras pré-estabelecidas na Resolução ANEEEL nº 875/2020. este fato ocorre pois a empresa e ou pessoa física que realiza e tem o estudo de inventário hidrelétrico de um curso d'água aprovado pela ANEEL, passa a ter o direito de preferência sobre 40% da potência inventariada (onde podem ser enquadrar mais de uma PCH) ou a pelo menos um aproveitamento (que pode ser uma PCH).

A Figura 1 apresenta um fluxo simplificado do processo de um Estudo de Inventário Hidrelétrico na ANEEL.

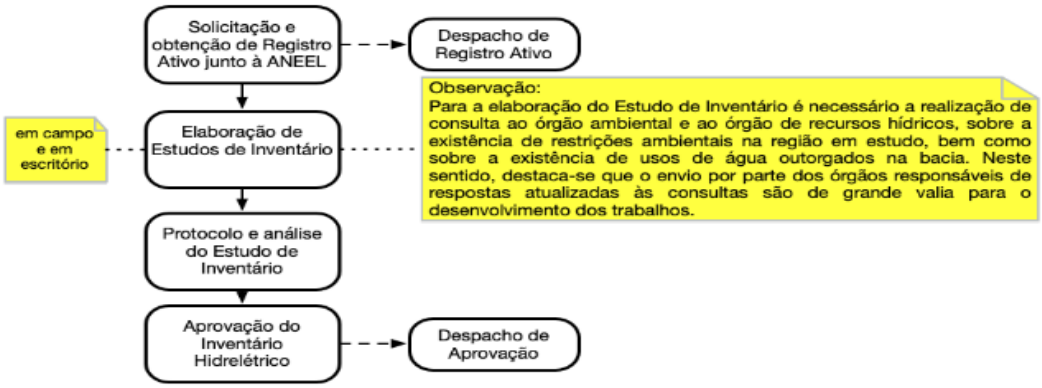


Figura 1 – Fases do processo de desenvolvimento de um estudo de inventário

Fonte: elaboração própria

Após o protocolo do sumário executivo e do projeto básico e a aprovação por parte de ANEEL, coma a emissão do despacho de registro da adequabilidade do sumário executivo (DRS-PCH), o empreendedor, já com a exclusividade sobre o aproveitamento em questão, inicia as fases de licenciamento ambiental, com o licenciamento prévio (LP) e as etapas para obtenção da DRDH. Posteriormente, o empreendedor tem um prazo de sessenta dias, prorrogável por igual período, para a entrega da documentação e do aporte da garantia de fiel cumprimento, com vistas a emissão da Outorga de Autorização, pelo prazo de trinta e cinco anos.

A Figura 2 apresenta um fluxo simplificado do processo de um Projeto Básico de PCH na ANEEL.

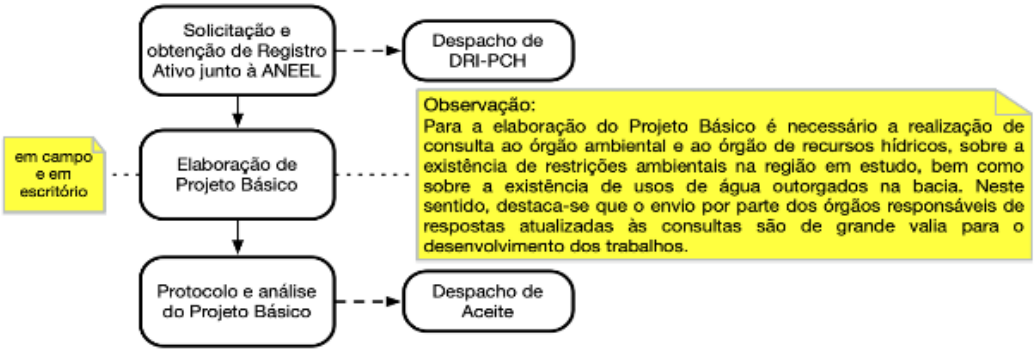


Figura 2 – Fases do processo de desenvolvimento de um Projeto Básico

Fonte: Elaboração própria

É importante observar que é no projeto básico que a PCH tem seus estudos detalhados em relação aos realizados na etapa de inventário hidrelétrico. Nessa fase, o projeto tem seu orçamento definido com maior precisão, incluindo os custos de todas as obras civis e fornecimento dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos. Com estes dados realiza-se a avaliação econômico-financeira do projeto, com vistas a sua implantação.

3. OS PROCESSOS DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DE OBTENÇÃO DA DRDH DE UMA PCH

Neste item são relatadas sucintamente as fases dos processos de licenciamento ambiental, até a obtenção da LP de uma PCH e as fases para a obtenção da DRDH. Vale enfatizar que os prazos de respostas dos órgãos oficiais responsáveis por estes processos sofrem grande variação e são fator importante de risco no desenvolvimento de uma PCH.

No Brasil, o licenciamento ambiental de uma PCH é trifásico, ou seja, é realizado em três etapas distintas, para a obtenção da Licença Prévia (LP), da Licença de Instalação (LI) e da Licença de Operação (LO). Porém, boa parte dos órgãos ambientais estaduais do Brasil exigem, para o início do licenciamento, a

realização e aprovação de um estudo de avaliação ambiental integrada (AAI) da bacia onde o empreendimento se localiza. Este estudo é de grande complexidade, é realizado com base em dados primários e secundários dos meios físico, biótico e socioeconômico.

Conforme PAGNUSSATT, et. al. (2018) o endereçamento de questões ecológicas e ambientais, que fazem parte da agenda do desenvolvimento sustentável, é complexo e costuma ser cercado por incertezas e diversidade de valores entre os atores envolvidos, que com frequência discordam sobre questões relacionadas aos objetivos de uma determinada política, assim como sobre quais os caminhos a serem seguidos. Devido a esta complexidade, este estudo é realizado em um prazo não inferior a oito meses, o que impacta sensivelmente o cronograma de desenvolvimento de um empreendimento hidrelétrico.

Após aprovada a AAI da Bacia em questão, o início dos estudos de impacto ambiental (EIA) e do respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA) da PCH ficam liberados, podendo ser iniciados os trabalhos apresentados no fluxo simplificado do licenciamento prévio de uma PCH.

Adicionalmente a estas questões abordadas, é fundamental a manifestação de interesse das prefeituras dos municípios onde serão implantadas PCH, para, então, dar início ao processo por meio da solicitação do licenciamento ambiental. Contudo, o estudo realizado por MARTINEZ, C.; OLANDER, S. (2015) sugere que, para alcançar o desenvolvimento sustentável, a aceitação, a colaboração e a participação, é preciso criar novas formas de trabalho entre os diferentes *stakeholders*.

No que diz respeito à importância estratégica das usinas hidrelétricas no desenvolvimento econômico e social dos países, esse método de transferência do ativo após um tempo de Outorga (Modelo BOT - em que o governo recebe os ativos e bens após o término com período da Outorga de Autorização) tem sido considerado em nível internacional para usinas, construção e desenvolvimento e poderiam motivar um maior apoio dos Governos no processo de licenciamento ambiental de PCH. Turquia, China, Filipinas, Malásia estão entre os países que

prestaram atenção a esse assunto conforme (Forouzbakhsh, Hosseini, Vakilian, 2007).

No entanto, é importante ressaltar que, apesar do grande potencial existente no Brasil e da imagem de fonte de energia de baixo impacto ambiental atribuída às PCH, a opção por esse tipo de empreendimento para a expansão da oferta de energia elétrica vem perdendo forças ano a ano. O fato é que diferentes pesquisadores têm questionado a falta de evidências científicas de que as PCH causam menores impactos ambientais por unidade de energia gerada do que as grandes usinas hidrelétricas, o que torna a imagem "ecoamigável" das PCH discutível, segundo ABASSI, T.; ABASSI, S. A. (2011). Daí a importância da participação dos agentes institucionais ou governamentais, tais como a EPE, ANEEL, MME, IBAMA, secretarias estaduais, órgãos ambientais estaduais, dentre outros, para mitigar incertezas e riscos associados e permitir esclarecimentos aos *stakeholders* no sentido de promover o desenvolvimento do setor e do país.

Por outro lado, conforme LATINI, J. R.; PEDLOWSKI, M. A. (2016), os impactos causados por pequenas barragens, como as construídas para as PCH, ainda são pouco documentados, pois se assumiu que, mesmo no pior cenário, tais empreendimentos só causariam impactos insignificantes, principalmente em função de seu porte reduzido.

É importante que os esclarecimentos dessas questões sejam providos pelos agentes institucionais ou governamentais e não sejam imputados aos empreendedores, que não tem como gerir, por exemplo, sobre os impactos gerais das PCH de forma coletiva em uma bacia, questão que deveria ser tratada na esfera dos agentes institucionais.

No âmbito do processo de obtenção da DRDH, que após a emissão da Outorga de Autorização da PCH, é convertida em outorga de recurso hídrico, ressalta-se que, apesar de ser um processo mais simples do que um processo de licenciamento prévio de uma PCH, a não existência de um padrão entre os órgãos estaduais de recursos hídricos, acaba por trazer insegurança para o empreendedor.

3.1 Audiência Pública ANEEL nº 13 de 2019

O objetivo desta AP013 foi obter subsídios para os aprimoramentos normativos decorrentes do processo de reavaliação da Resolução Normativa ANEEL nº 673/2015, substituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020 (que estabelece os requisitos e procedimentos para obtenção da outorga de autorização para exploração de PCH) e a respectiva análise de impacto regulatório (AIR), principalmente no âmbito dos prazos previstos no §6º do Artigo 27 – três anos, prorrogáveis por mais três anos - e no caput do Artigo 30, obrigando o empreendedor a apresentar o DRDH e o documento do Licenciamento Ambiental pertinente em até sessenta dias, prorrogáveis pelo mesmo período, após a obtenção dos mesmos, sob pena de revogação do DRS.

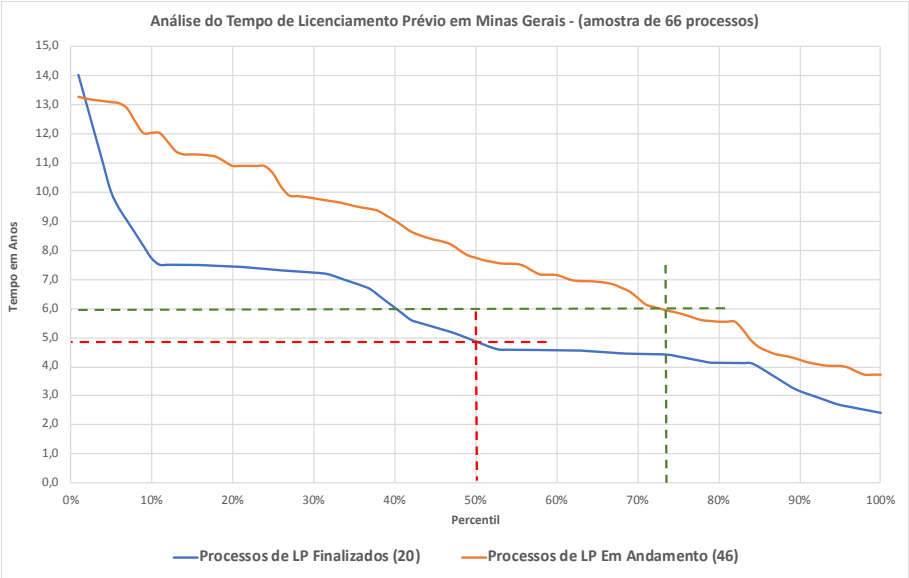
Um dos racionais que motivou esta AP013 é que as superintendências responsáveis concordaram que o agente precisa de prazo para licenciar o empreendimento e, na sequência, para comercializar a energia de sua PCH, para poder viabilizar financeiramente seu projeto. Mas, são bastante polêmicas quando imputa ao agente a gestão dos prazos do licenciamento ambiental (a título de estimular a diligência), que são geridos pelos órgãos ambientais competentes. Uma vez que o ativo é público e o modelo envolve a transferência ao Estado dos ativos após o período da outorga de autorização, a questão ambiental não pode ser imputada somente ao agente empreendedor, principalmente em modelos que envolvem transferência do ativo ao término da outorga de autorização (Forouzbakhsh, S. M, Hosseini,, H & Vakilian, M, 2007).

O prazo máximo de 6 anos, previsto na Resolução ANEEL nº 875/2020, assim como na nova proposta da ANEEL no âmbito da AP013 (5 anos + 1 ano, ao invés de 3 anos + 3 anos), na maioria dos estados do Brasil, já se mostra insuficiente para a conclusão do processo de licenciamento. Cada estado tem seu rito e prazos próprios e na maioria das vezes não são cumpridos, o que leva a diferenciações relevantes nos prazos dos licenciamentos de PCH. Utilizando como exemplos os Estados de Goiás e Minas Gerais, que juntos detém aproximadamente 29% do potencial de PCH com DRS emitidos pela (ANEEL, 2021), verifica-se que ambos possuem a exigência de elaboração de Avaliação

Ambiental Integrada (EIBH no caso de Goiás), precedente ao EIA/RIMA, o que aumenta consideravelmente o prazo de licenciamento ambiental de uma PCH.

Os gráficos deste Quadro 1, demonstra os prazos de licenciamento ambiental prévio de empreendimentos de PCH no estado de Minas Gerais, sendo superior a seis anos para a conclusão do processo de licenciamento prévio, que a proposta da ANEEL não está sendo suficientes.

Quadro 1 – Prazos para a conclusão dos processos de licenciamento no estado de Minas Gerais



Fonte: (ANEEL, 2021)

- Projetos com LP's emitidas: Prazo médio 5 anos (processos mais antigos).
- Projetos ainda em andamento: Prazo médio 7,7 anos.
- Projetos em andamento: aproximadamente 74% dos projetos estão levando mais de 6 anos para serem licenciados.
- Minas Gerais passou a adotar a AAI à partir de 2012 e em 2019 passou a requerer revisões dos estudos aprovados.
- AAI's necessitam mais de 3 anos entre elaboração, apresentação e aprovação.

Adicionalmente ao prazo de 6 anos para o licenciamento ambiental prévio, previsto, fica claro nas dezenas de contribuições de Empresas e Associações da área de PCH participantes da AP013, que o prazo de 60 dias, prorrogável por

igual período, para a emissão da outorga de autorização, após a emissão do DRS-PCH e da obtenção da LP e da DRDH, também se apresenta como insuficiente. Pois, conforme abordado no início deste item, o empreendedor precisa de prazo, após obtidos os Diplomas de DRS-PCH, LP e DRDH para poder comercializar a energia de seu empreendimento e viabilizar o seu negócio.

Tamanha é a complexidade destes assuntos, que a AP013, iniciada em abril de 2019, até o mês de junho de 2022, ainda não se encerrou, fato este que não é usual no âmbito da ANEEL.

Por fim, informa-se que estes prazos previstos no §6º, do Artigo 27 e no Artigo 30 da Resolução ANEEL nº 875/2020, estão suspensos devido a uma Ação Cautelar movida pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL), contra a ANEEL, com ganho de causa na justiça.

3.2 Comercialização da Energia das PCH no ACR e ACL

A comercialização de energia elétrica no Brasil é feita em dois ambientes: regulado ou cativo (ACR) ou Livre (ACL). No mercado cativo, as tarifas são reguladas pelo governo e cada unidade consumidora paga uma fatura mensal, que inclui o serviço de distribuição e a geração de energia, dentre outros. Já no ACL se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. No ACL, as empresas podem encontrar melhores condições e negociar valores inferiores àqueles que normalmente pagariam pela energia comprada das distribuidoras no ACR. Os consumidores livres são aqueles que têm demanda mínima de 1.500 kW e possibilidade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação. Já os consumidores especiais têm demanda entre 500 kW e 1,5 MW, com o direito de adquirir energia de PCH ou de fontes incentivadas especiais como a eólica, a biomassa ou a solar.

Esta abertura do Mercado Livre, associada com a possibilidade de o consumidor livre contratar energia mais barata, com prazo e critérios de correção definidos entre as partes, bem como ter a possibilidade de escolher a fonte

geradora, tem proporcionado um crescimento considerável de migração de consumidores do ACR para o ACL.

Porém, as dificuldades de viabilização e implantação de uma PCH nova com a contratação de sua energia no ACL, ainda são muito grandes. As oportunidades de contratação de energia a um preço que viabilize a implantação do empreendimento e com um prazo longo o suficiente para a obtenção de um financiamento adequado, ainda são pequenas. Diferentemente das fontes eólica e, principalmente, da fonte solar, uma PCH não pode ser implantada em várias etapas, mas sim de uma única vez. Este fato faz com que o investimento inicial, assim como o volume de energia a ser contratado, sejam elevados. A conjunção dos fatores investimento elevado, montante de energia a ser contratado, em contratos bilaterais por períodos não inferiores a 15 anos, complexidade de uma obra dentro de um curso d'água, e do preço de comercialização da energia para viabilização do negócio, indicam um risco elevado, que dificulta muito a obtenção de financiamento adequado.

Com a continuidade da expansão deste Mercado, acredita-se que esta situação (de baixa contratação de PCH) possa melhorar, mas hoje, em função da grande concorrência, principalmente com as fontes eólica e solar, as chances de uma PCH nova neste Mercado são reduzidas. Para estas condições, se adaptam com mais facilidade as PCH's implantadas, amortizadas e com energia descontratada.

Dessa forma, mesmo com todo o empenho das Associações e Empreendedores de PCH, desde a criação e implementação do PROINFA, que viabilizou a implantação de 1.156,65 MW, em 60 PCH, a contratação das PCH nos leilões de energia do Governo Federal tem sido muito abaixo do real potencial desta fonte. Como se mostra, com os resultados de cada um dos Leilões de compra e vende energia e de Reserva, realizados pelo Governo Federal, desde a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, pela Lei nº 10.848, de 2004, até a presente data, apenas nos anos de 2013 (24 PCH's → 481,24 MW) e 2016 (37 PCH's → 408,88 MW), teve-se uma contratação anual superior a 400 MW de potência.

3.3 Os incentivos existentes hoje no Brasil para as PCH

Neste item serão apresentados os incentivos previstos na Legislação para as PCH no Brasil. No final do ano de 1997, por meio de sucessivas medidas provisórias, o limite para autorização, no caso de centrais hidrelétricas, foi sendo aumentado de 10 MW para 25 MW, sendo que, em 1998, a Lei nº 9.648, de 27 de maio, fixou finalmente esse limite em 30 MW, sendo considerado como um dos incentivos a esta fonte.

Alguns outros incentivos introduzidos na Legislação Federal, são:

• a criação do Programa de Incentivo às PROINFA, por meio da Lei nº 10.438/2002, e que pode ter seus contratos prorrogados, conforme previsto na Lei nº 14.182/2021;

• a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica, como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado regulado ou livre, buscando produzir energia por sua conta e risco (Lei nº 9.074/1995);

• o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, permitindo que os geradores e os consumidores tenham total garantia para firmar contratos, retirando, desta forma, essa barreira de entrada a novos agentes (Lei nº 9.074/1995);

• a isenção do pagamento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996);

• o desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996), sendo alterado pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, tendo data para acabar.

E por fim, a Lei nº 14.182/2021, devido a sua importância para as PCH do Brasil, quando foi criado o comando de que no mínimo 50% da demanda declarada pelas distribuidoras para atendimento de seus mercados consumidores, deverá ser destinada a contratação de energia de centrais hidrelétricas, pelo período de 20 anos, dentre as quais as PCH se enquadram.

4. O FUTURO DAS PCH NO BRASIL

Atualmente, as PCH (e CGH, usinas hidrelétricas com até 5 MW) representam 4% da Matriz Elétrica Brasileira, somando 6.287 MW de capacidade instalada (ANEEL,2022). São 1.288 usinas em operação, concentradas principalmente no Sul, no Sudeste e no Centro-Oeste do Brasil, sendo o Mato Grosso o campeão em capacidade instalada, com 1.118 MW. Em construção, são mais 1.650 MW de PCH no país.

Até 2030, a capacidade instalada de PCH no Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão da Energia 2030 (PDE 2030), deve aumentar para 8.900 MW. Essa capacidade adicional pode ser contratada tanto em leilões quanto no mercado livre e pode vir de novos projetos ou ampliações e modernizações de usinas já existentes. Cabe destacar que este PDE 2030 foi elaborado antes da publicação da Lei nº 14.182/2021.

No âmbito da análise do mercado futuro das PCH no Brasil, há um início de um movimento positivo em prol da fonte no Brasil, no intuito de destravar os processos de licenciamento e viabilizar a contratação da energia proveniente destes empreendimentos. Este movimento se iniciou na ANEEL, que começou a realizar articulações mais próximas aos órgãos estaduais e Federal de recursos hídricos, solicitando as DRDH de todas as PCH que obtiveram o DRS-PCH junto a ANEEL, assim como com os órgãos ambientais, solicitando, sempre que possível, a agilização dos processos de licenciamento ambiental. Este movimento foi bem recebido pelos Estados, que passaram a monitorar mais de perto os prazos a serem cumpridos no âmbito dos processos de emissão das DRDH e de licenciamento ambiental, que ainda são muito extensos. Até o presente momento, não se tem claros os reais resultados deste aqui denominado “movimento positivo em prol das Centrais Hidrelétricas no Brasil”.

É neste sentido que se prevê para o futuro desta fonte, que os processos de emissão das DRDH e das Licenças Ambientais- Licença Prévia (LP) e Licença de Instalação (LI) - possam ser mais ágeis.

Outra previsão está no fato de se ter uma maior demanda para esta fonte no âmbito do ACL, mesmo com todas as dificuldades de viabilização de uma

nova PCH neste Mercado, assim como no ACR, principalmente motivado pelo comando legal da Lei nº 14.182/2021. Cabe aqui destacar as incertezas ainda existentes, citadas em item anterior, que podem impactar no crescimento da demanda das Distribuidoras e consequentemente na demanda dedicada a fonte PCH para os próximos anos.

Mesmo com estas incertezas, prevê-se um aumento considerável na contratação de PCH no âmbito do ACR nos anos de 2022 a 2026.

Por fim, espera-se que a Cadeia Produtiva de PCH no Brasil seja beneficiada nestes próximos prósperos anos, com o aumento da demanda de estudos, insumos, produtos, desenvolvimento tecnológico e de todas as demais áreas integrantes desta cadeia e que todo este crescimento seja feito associado a uma melhor comunicação entre os stakeholders envolvidos, para que esta fonte tenha uma melhora em sua aceitação no País.

5. CONCLUSÕES

Para fins de consolidação das informações apresentadas neste artigo, referente ao processo de desenvolvimento de uma PCH, apresenta-se abaixo na Figura 2, um fluxo simplificado do processo de desenvolvimento desde a fase do Inventário Hidrelétrico até a emissão da Outorga de Autorização de uma PCH, obtida, por exemplo, após a comercialização da energia em um Leilão de Energia Nova do ACR.

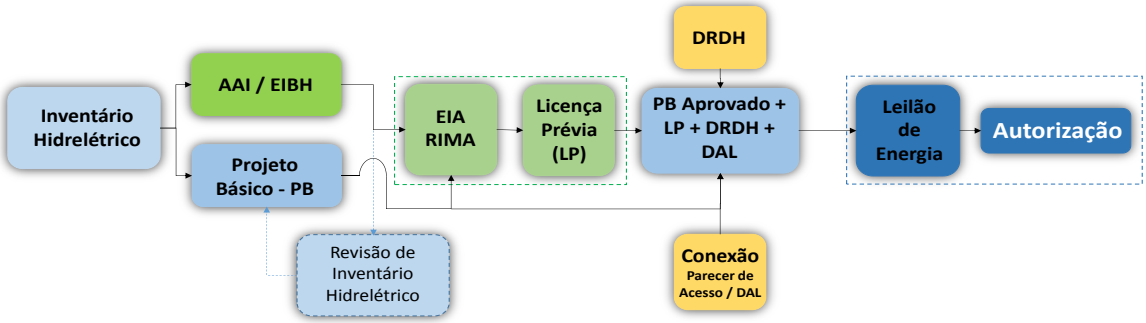


Figura 1 - Fluxo simplificado do processo de emissão da Outorga de Autorização de uma PCH

Fonte: Elaboração própria

Como principais riscos associados a este processo, principalmente vinculados as etapas do licenciamento ambiental e obtenção da DRDH, destaca-se:

- Custos excessivo com estudos e projetos;
- Termos de Referência Genéricos promovendo falta de previsibilidade;
- Morosidade na emissão das licenças e outorgas para PCH;
- Legislação com cerca de 30 mil normas federais e estaduais;
- Prazos insuficientes exigidos pela ANEEL;
- Excesso de condicionantes ambientais na LP e muitas desassociadas aos reais impactos;
- Número de Analistas dos órgãos insuficientes, sem capacitação e sem infraestrutura, sofrendo pressão de ONG, ambientalistas e do MP; e
- Órgãos intervenientes não respeitam os prazos para manifestação.

Como contribuição para a prática, espera-se dar maior fluidez ao processo de implantação de uma PCH, propiciando uma boa comunicação desde os estágios iniciais da implantação até a operação.

Apesar dos altos custos de desenvolvimento, dos riscos envolvidos nestes processos, dos longos prazos de maturação de um negócio de PCH, desde a identificação de um potencial até a sua implantação, os autores esperam que as externalidades desta fonte continuem a serem consideradas pelos governantes, assim como que os incentivos continuem existindo, para que no âmbito do ACR e também do ACL, com o crescimento do mercado livre no Brasil, esta fonte encontre seus espaços, para continuarmos tendo empreendimentos de PCH sendo implantados no Brasil, mantendo viva a cadeia produtiva desta fonte, que é100% nacional e contribuindo com a diversificação e segurança da matriz elétrica brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

J. R. Latini and M. A. Pedlowski, "EXAMINANDO AS CONTRADIÇÕES EM TORNO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS COMO FONTES SUSTENTÁVEIS DE ENERGIA NO BRASIL," Desenvolvimento e Meio Ambiente, vol. v.37, 2016, doi: http://dx.doi.org/10.5380/dma.v37i0.42599.

Resolução ANEEL nº 875, de 10 de março de 2020, ANEEL, 2020.

F. Forouzbakhsh, S. M. H. Hosseini, and M. Vakilian, "An approach to the investment analysis of small and medium hydro-power plants," Energy Policy, vol. 35, no. 2, pp. 1013-1024, 2007/02/01/ 2007, doi: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.02.004.

D. Pagnussatt, M. Petrini, L. M. d. Silveira, and A. C. M. Z. d. Santos, "Quem são, o que fazem e como interagem: compreendendo os stakeholders em Pequenas Centrais Hidrelétricas," SciELO - Scientific Electronic Library Online, Oct-Dec 2018 2018, doi: https://doi.org/10.1590/0104-530X3676-18.

E. d. P. E.-. EPE, "Balanço Energético Nacional 2015 ", 2015. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2015

C. Martinez and S. Olander, "Stakeholder Participation for Sustainable Property Development," Procedia Economics and Finance, vol. 21, pp. 57-63, 2015/01/01/ 2015, doi: https://doi.org/10.1016/S2212-5671(15)00150-1.

ANEEL, "Informações extraídas das contribuições da Empresa MINAS PCH S.A., no âmbito da Audiência Pública ANEEL nº 013 de 2019," ed, 2019.

G. L. T. Filho, C. R. Galhardo, E. R. B. d. C. Duarte, and J. G. A. d. Nascimento, "Impactos socioeconômicos das pequenas centrais hidrelétricas inseridas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)," Revista Brasileira de Energia, vol. 14(1), pp. 145-166, 2008. [Online]. Available: http://new.sbpe.org.br/artigo/impactos-socio-economicos-das-pequenas-

centrais-hidreletricas-inseridas-no-programa-de-incentivo-fontes-alternativas-de-energia-proinfa/.

PANORAMA, MERCADO E PROJEÇÕES DA POLÍTICA ENERGÉTICA BRASILEIRA

Brêndon Andrade Stange[1]; Leandro Firme Croce[2]; Amadeus Costa Filho[2]

[1]Centro Universitário do Espírito Santo; [2]Universidade Federal de Itajubá

RESUMO

Diante da importantíssima operação do setor energético brasileiro faz-se imprescindível entender seu funcionamento para atender as perspectivas de desenvolvimento do país. O Brasil é detentor de uma vasta matriz energética que forma um portfólio de mercado capaz de atender grandes cidades mesmo distantes da fonte de geração. Nesse sentido, analisar os modelos de operação e abastecimento deste setor proporcionam uma melhor ação de resposta para tomada de decisão na esfera energética. Diante do exposto, este trabalho busca discorrer acerca da matriz energética brasileira ao analisar os recursos disponíveis, a demanda e o planejamento futuro a nível nacional. Dá-se ênfase para a atual situação da matriz elétrica nacional, apresentando as principais fontes de geração do território, aspectos comerciais e projeções futuras de acordo com o horizonte esperado. Observou-se que apesar do consumo de fontes não renováveis ser superior às renováveis, estas por sua vez apresentam-se em maior abundância na matriz nacional quando comparado com outros países. Além disso, as variações no consumo observadas na última década em conjunto à evolução da oferta demonstram que o Brasil passa por uma transição onde as fontes não renováveis passam a reduzir sua participação em prol das renováveis. Essa transição é reflexo das políticas energéticas empregadas, apoiadas ao apelo socioambiental, ao desenvolvimento econômico sustentável e ao incentivo ao consumo energético proveniente de fontes mais limpas e renováveis.

Palavras-chave: Matriz energética brasileira; Planejamento energético; Desenvolvimento econômico sustentável; Oferta e demanda energética.

ABSTRACT

In view of the very important operation of the Brazilian energy sector, it is essential to understand how it works to meet the country's development prospects. Brazil has a vast energy matrix that forms a market portfolio capable of serving large cities even far from the generation source. In this sense, analyzing the operation and supply models of this sector provide a better response action for decision making in the energy sphere. Given the above, this work seeks to discuss the Brazilian energy matrix by analyzing available resources, demand, and future planning at the national level. Emphasis is given to the current situation of the national electricity matrix, presenting the main generation sources in the territory, commercial aspects, and future projections according to the expected horizon. It was observed that despite the consumption of non-renewable sources being higher than renewable ones, these in turn are present in greater abundance in the national matrix when compared to other countries. In addition, the variations in consumption observed in the last decade together with the evolution of supply demonstrate that Brazil is going through a transition where non-renewable sources begin to reduce their participation in favor of renewables. This transition reflects the energy policies used, supported by the socio-environmental appeal, sustainable economic development, and the encouragement of energy consumption from cleaner and renewable sources.

Keywords: Brazilian energy matrix; Energy planning; Sustainable economic development; Energy supply and demand.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil é detentor de uma vasta matriz energética baseada tanto em recursos renováveis quanto não renováveis, que em conjunto formam um portfólio de mercado capaz de atender grandes cidades mesmo distantes da fonte de geração.

A matriz energética de um país pode ser definida como o conjunto de fontes disponíveis utilizadas para captar, distribuir e utilizar energia para seus diversos setores. Segundo IEA (2021) a matriz energética em âmbito mundial é

formada em sua maioria por recursos não renováveis, como o petróleo e o carvão mineral enquanto na esfera nacional a matriz é considerada bastante diversificada.

No Brasil o consumo de fontes de energia não renováveis, ou seja, aquelas que possuem um ciclo relativamente longo de renovação, é maior que o de fontes renováveis, como apontado em EPE (2021a). Entretanto, o país possui uma das matrizes energéticas mais renováveis do mundo, caracterizada principalmente pelo uso da fonte hidráulica para geração de energia elétrica por meio de usinas hidrelétricas (UHEs).

O mercado brasileiro de energia, em sua totalidade de oferta interna e consumo está em constante planejamento e organização para melhorar as formas de abastecimento dos demais setores brasileiros bem como promover o desenvolvimento econômico e sustentável. Diante disso é de suma importância a análise do panorama energético quanto a produção, abastecimento e consumo de energia diante das suas perspectivas de política energética mediante o contexto em que o país se encontra, bem como em acordo as normas vigentes (BRASIL, 2004).

Assim, foi realizada a pesquisa de caráter bibliográfico documental a partir de documentos técnicos e artigos científicos que abordassem as diretrizes da política energética brasileira, englobando a matriz propriamente dita nos termos de oferta interna e consumo, os principais setores consumidores de energia e as fontes energéticas mais utilizadas, a fim de expor e entender os mecanismos e problemáticas desse setor, bem como comportar a melhor tomada de decisão para o horizonte futuro.

2. PANORAMA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Para contemplar o panorama atual do Brasil, em termos de demanda e consumo energético deve-se considerar os principais componentes da matriz energética nacional, bem como seu desenvolvimento no decorrer dos anos a fim de se obter um histórico fiel à realidade vivenciada pelo país para projetar as

próximas soluções para o segmento energético segundo as metas almejadas, em acordo a Tolmasquim (2011).

Em esfera nacional, a matriz energética brasileira é bem segmentada, como pode-se observar na Figura 1, onde a representação renovável encontra-se em torno de 48%, quase alcançando a representatividade não renovável, dominada pelo petróleo e seus derivados, gás natural e o carvão mineral. Embora representados pelos atuais recursos do país, a matriz energética passou por uma série de alterações até alcançar este ponto.

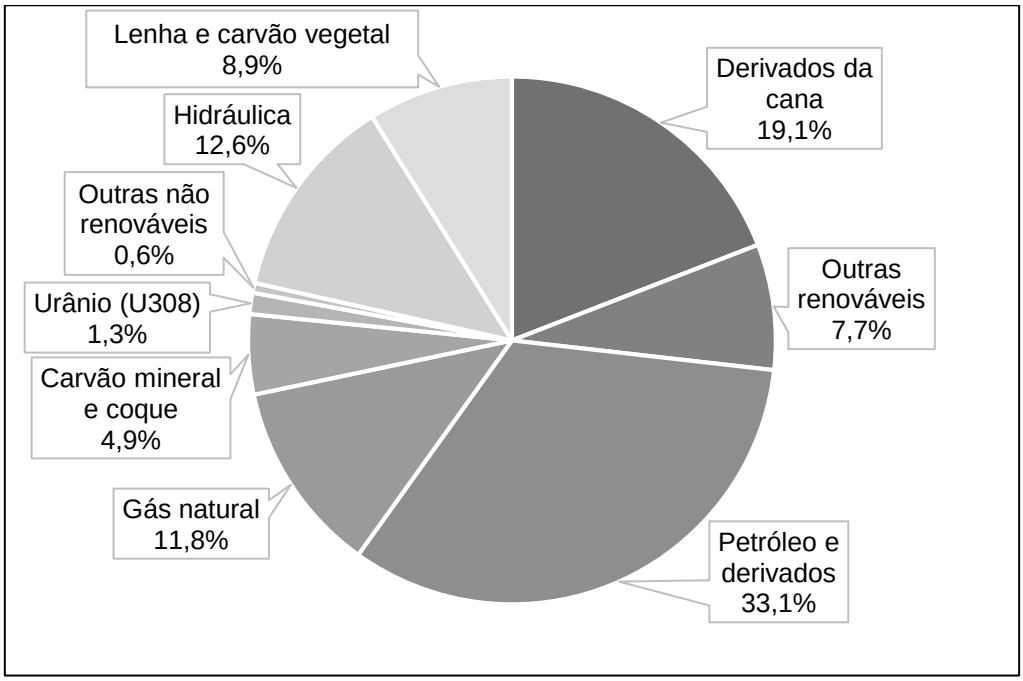


Figura 1 – Oferta interna de energia no Brasil em 2020. Fonte: (EPE, 2021a).

O montante renovável sofreu alterações ao longo dos anos até atingir o ápice observado anteriormente. Pode-se observar na Tabela 1 o avanço da oferta interna brasileira ao longo dos anos, expressando as evoluções e retrocessos de cada fonte.

Tabela 1 – Evolução da oferta interna de energia (%)

FONTES	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENERGIA NÃO RENOVÁVEL:	56,4	58,2	59,5	60,5	58,7	56,5	56,8	54,5	53,9	51,6
-Petróleo e derivados	38,5	39,3	39,2	39,3	37,2	36,5	36,1	34,3	34,3	33,1
-Gás natural	10,2	11,5	12,8	13,6	13,7	12,3	12,9	12,4	12,2	11,8
-Carvão mineral e coque	5,7	5,4	5,6	5,7	5,9	5,5	5,7	5,7	5,3	4,9
-Urânio (U308)	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,5	1,4	1,4	1,5	1,3
-Outras não renováveis	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ENERGIA RENOVÁVEL:	43,6	41,8	40,5	39,5	41,3	43,5	43,2	45,5	46,1	48,4
-Hidráulica[1]	14,7	13,8	12,5	11,5	11,	12,6	11,9	12,6	12,4	12,6
-Lenha e carvão vegetal	9,6	9,1	8,3	8,2	8,3	8,0	8,3	8,8	8,8	8,9
-Derivados da cana	15,7	15,4	16,1	15,8	16,9	17,5	17,0	17,3	18,0	19,1
-Eólica	0,1	0,2	0,2	0,3	0,6	1,0	1,2	1,4	4,6	1,7
-Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
-Outras renováveis	3,5	3,4	3,4	3,7	4,2	4,5	4,7	5,3	5,2	5,7

Fonte: (EPE, 2021a).

[1]Inclue importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica

Como destaque, de acordo com EPE (2021a), têm-se o crescimento das fontes renováveis através do crescimento da fonte eólica, solar, da biomassa representada pelos derivados da cana e de outras renováveis (lixivia, biodiesel, biogás, gás industrial de carvão vegetal e outras biomassas como casca de arroz, capim elefante e óleos vegetais).

No início desta década a oferta interna de energia elétrica, somadas as importações líquidas, atingiu a casa dos 645,9 TWh. A ANEEL (2021) apresenta que as centrais elétricas de serviço público comportaram 82,9% da geração total

e o restante produzido a partir da autoprodução com a maior parte consumida ainda pela própria instalação geradora.

O setor de geração elétrica é destacado como um dos líderes em termos de consumo e observou um crescimento em relação aos anos anteriores conforme abordado em EPE (2021a). A Figura 2 apresenta a estrutura da matriz de eletricidade no Brasil em 2020 e 2021, segmentando cada fonte de geração de acordo com sua oferta interna.

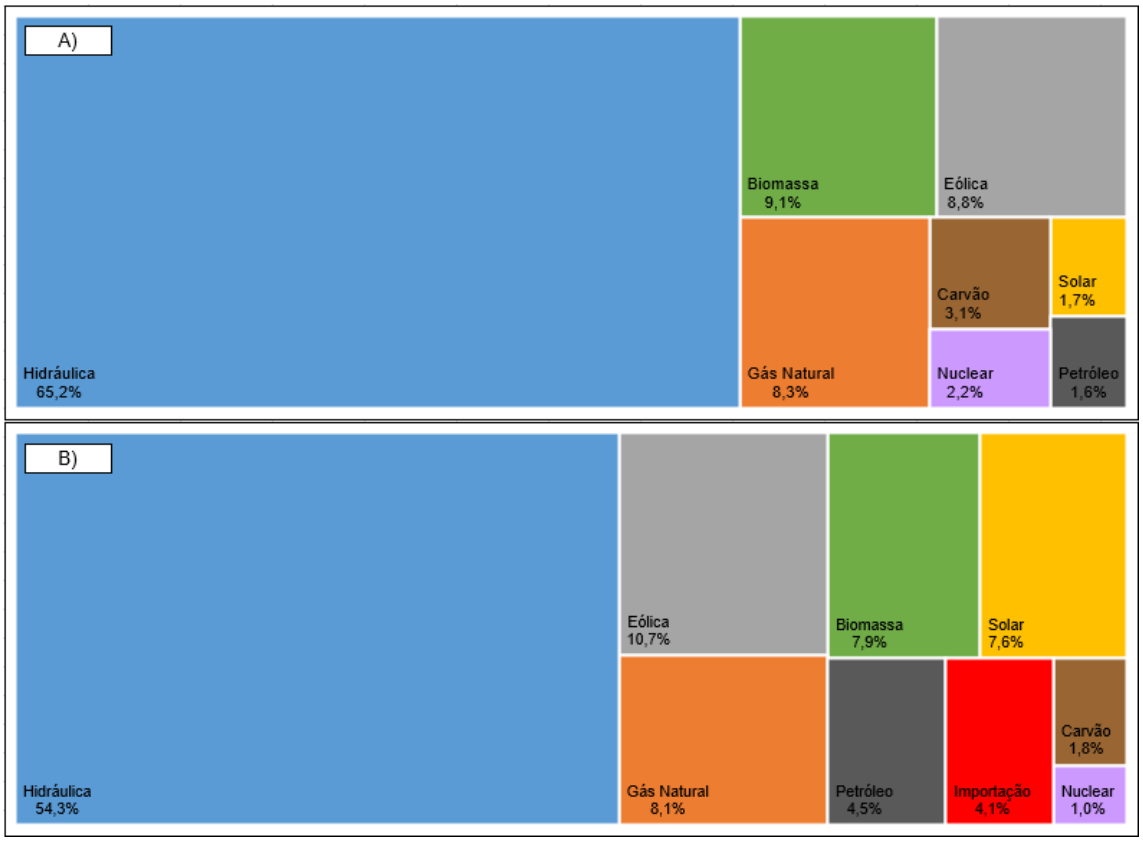


Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em A) 2020 e B) 2021.
Fonte: (EPE, 2021a; ABSOLAR, 2022).

A matriz elétrica brasileira dispõe predominantemente de fontes de origem renovável, com destaque para a geração hidráulica que em 2020 e 2021 correspondeu a mais da metade da oferta interna. No total, as fontes renováveis representam mais de 80% da oferta interna de eletricidade no país, resultado da soma dos montantes referentes à produção nacional hidráulica, eólica, solar,

biomassa e importações, que também são essencialmente de origem renovável segundo EPE (2021a).

Em EPE (2021a) é apontado que a geração elétrica a partir de não renováveis representou aproximadamente 15% do total nacional, entretanto destaca-se a evolução do gás natural em detrimento do óleo combustível e óleo diesel, o que contribuiu para minimizar as emissões de poluentes provenientes da geração de eletricidade mesmo com o aumento do uso do petróleo em 2021.

De acordo com EPE (2021a) as fontes energéticas mais consumidas no Brasil em 2020 são o bagaço de cana, a eletricidade e derivados de petróleo, o que representa quase 70% de todo o consumo no país. Nesse ano setores relevantes da economia nacional sofreram quedas acentuadas no consumo de energia elétrica, redução que pode ser justificada devido aos grandes impactos provocados pela pandemia da COVID-19.

O consumo industrial oscilou positivamente com destaque para o setor de bebidas e alimentos, principalmente devido ao crescimento da produção de açúcar em relação ao ano anterior. O setor residencial também observou um crescimento do consumo de energia elétrica nos domicílios, em razão das políticas de distanciamento social e home office. O setor agropecuário cresceu acompanhando o avanço das suas atividades, principalmente a agricultura e o transporte.

Essas variações podem ser observadas na Figura 3 onde nota-se que os setores industrial, residencial e comercial consomem juntos 79,9% da energia elétrica disponibilizada no país em 2020.

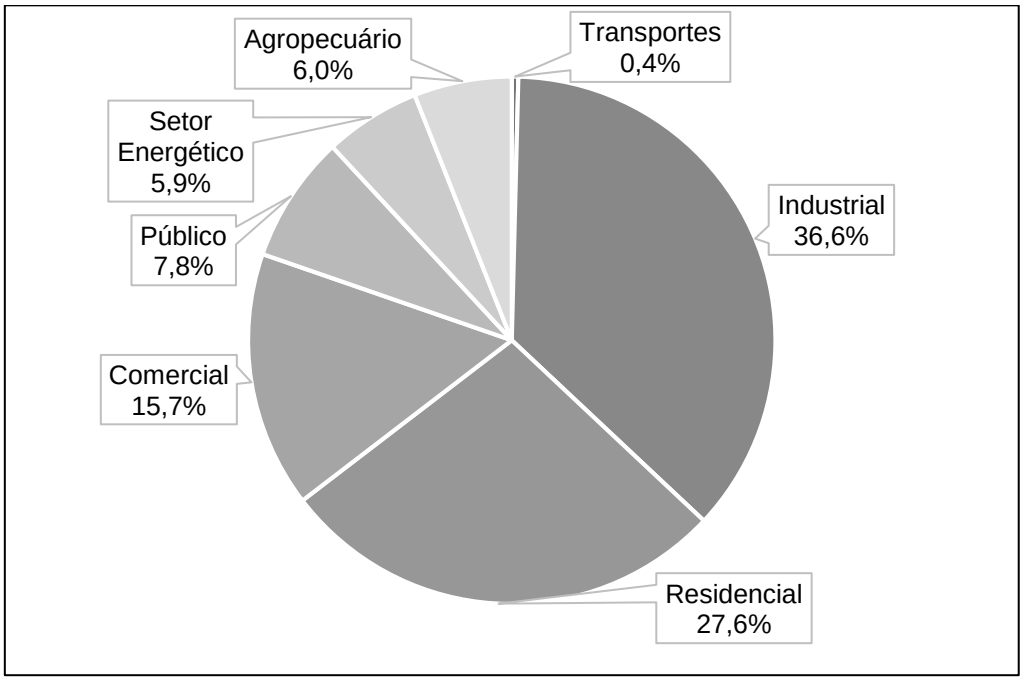


Figura 3 – Participação setorial no consumo de eletricidade. Fonte: (EPE, 2021a).

3. DISCUSSÃO

Como observado, ao longo dos últimos anos houve muita variação no consumo de determinadas fontes, isso em conjunto a evolução da oferta interna sugere que o Brasil passa por uma migração onde as fontes não renováveis passam a reduzir sua participação em prol das renováveis.

Essa evolução também está relacionada às políticas energéticas que foram empregadas no período. Além disso, existe o apelo socioambiental relacionado ao desenvolvimento econômico sustentável, aplicado às políticas de consumo energético a partir de fontes que reduzem as emissões de CO_2 emitidos na atmosfera, como discutido em UNFCC (2015) e Braga (2005).

O consumo de energia deve continuar apresentando uma tendência de eletrificação pelos próximos trinta anos, segundo EPE (2020, 2021b). O setor residencial será influenciado pelo crescimento do número de consumidores residenciais e pelo incremento do consumo médio residencial. O consumo industrial, abalado pelos sucessivos efeitos negativos de crises econômicas, será marcado pela retomada da utilização da capacidade instalada. Para a

classe comercial espera-se um crescimento acelerado nos segmentos associados à saúde e aos escritórios.

Para o planejamento futuro do abastecimento considera-se dimensões importantes que o país pretende alcançar. Na esfera econômica a EPE (2021b) comporta as necessidades energéticas de forma a possibilitar o desenvolvimento da economia nacional. Para a dimensão estratégica, destaca-se a melhor forma de aproveitar os recursos energéticos nacionais, em perspectivas de médio e longo prazo. A extensão socioambiental busca o aumento da oferta de energia para promover o acesso a toda população brasileira.

Espera-se uma recuperação gradual da economia brasileira há curto prazo, em especial nos setores de serviços, indústria de construção e transformação de bens. Segundo ABRADEE (2015), para alcançar uma trajetória de expansão econômica mais forte e sustentável é preciso um aumento da capacidade de oferta com redução dos problemas existentes.

Outro desafio do planejamento energético está relacionado ao setor de transmissão de energia elétrica, o qual passará por um envelhecimento nos próximos anos, necessitando de substituição da infraestrutura para assegurar que a malha possa operar nos níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

Na projeção da EPE (2021b) haverá redução de participação dos combustíveis fósseis, em particular dos derivados de petróleo, ainda que mantendo sua importância no horizonte futuro. Nessa análise estima-se que grande potencial energético para atender ao crescimento da carga de forma segura será compreendido pelas fontes de energia hidráulica, eólica, biomassa e solar.

A fonte hidrelétrica deve continuar ofertando segurança, flexibilidade de suprimento e custo relativamente baixo, enquanto as fontes eólicas e solar fotovoltaica mostram-se mais competitivas economicamente, já que sua oferta considera a necessidade energética, o custo para implantação e operação, além dos prazos estimados para início de operação.

A demanda dos biocombustíveis é motivada pela premissa de aumento do consumo do B100 (biodiesel puro) e do etanol hidratado, enquanto a bioeletricidade a partir do bagaço de cana-de-açúcar e lixívia deve manter seu potencial competitivo de aproveitamento para geração de energia elétrica no SIN, de acordo com MAPA (2021).

4. CONCLUSÕES

Ao longo do conteúdo abordado é confirmado que a energia tem se tornado cada vez mais promissora ao longo dos anos, recebendo incentivos do governo e até mesmo iniciativa privada para promover o desenvolvimento e boa relação entre custo-benefício e meio ambiente, em especial às fontes renováveis.

Como observado, no horizonte de planejamento futuro do Brasil espera-se uma crescente tendência à eletrificação da matriz energética. Nesse contexto, é importante ressaltar que muitas tecnologias em energias renováveis serão essenciais para os avanços nesse segmento, ainda que careçam de tempo para que se tornem maduras no mercado e mais competitivas economicamente.

É notório que as fontes de energia não-renováveis compõem grande parte do abastecimento nacional, entretanto sua participação na entrega de energia vem reduzindo, já que se espera mais avanços tecnológicos e iniciativas para obter energia limpa e de baixo custo.

Na análise realizada constatou-se que o Brasil caminha para um horizonte onde a flexibilidade de operação e novas formas de armazenamento serão fatores determinantes para o abastecimento energético, de forma a atender toda a malha territorial em seus diversos setores que demandam, a cada ano, de mais energia para promover o desenvolvimento econômico sustentável.

Ademais, sabe-se que o mercado energético sofre alterações constantemente, ao passo que gera novos modelos de trabalho e desenvolvimento que devem evidenciar-se pelos próximos anos, sobretudo, no mercado energético que é a grande base de sustentação da economia nacional e mundial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Brasília. 2015. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/>. Acesso em: 25 nov. 2021.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Infográfico ABSOLAR nº 43. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 28 mai. 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. GD – Geração Distribuída: Inovação, Crédito e Adesão. Disponível em: https://agoraenergia-1.com.br/aneel-gd-geracao-distribuida/. Acesso em: 24 de nov. 2021.

BRAGA, B. et al. Introdução à Engenharia Ambiental. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2 ed. 2005.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 25 nov. 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020. Rio de Janeiro. 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília. 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 10 dez. 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Nacional de Energia – 2050. Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília. 2020. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 14 dez. 2021.

IEA – International Energy Agency. World Energy Outlook 2021. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>. Acesso em: 15 nov. 2021.

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Plano de dados abertos. Versão revisada 3.0.2. Brasília. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/acesso-a-informacao/dadosabertos/plano_de_dados_abertos___revisado.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2021.

Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCC). T.I.A.S. No. 16-1104. 2015. Disponível em:<https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf>. Acesso em: 18 set. 2021.

TOLMASQUIM, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Rio Janeiro: Synergia, 2011.

PARÂMETROS E PREMISSAS PARA ESTIMATIVA DE CURTO PRAZO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A PARTIR DE HISTÓRICO DE OPERAÇÃO E REDES METEOROLÓGICAS

Raffaela Zandomenego[1]; Giuliano Arns Rampinelli[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Catarina*

RESUMO

Há muitos debates acontecendo sobre mudanças climáticas e transição energética. A partir disso, e do desenvolvimento de novas tecnologias, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos vem se tornando cada vez mais atrativa e competitiva, sendo um agente de transformação para a transição energética. A inserção de energia solar fotovoltaica no sistema elétrico vem acontecendo de forma gradual, porém a previsão de geração é decisiva para garantir o planejamento e modelagem de futuras usinas fotovoltaicas. Assim, é possível fornecer aos operadores e projetistas dos sistemas de energia informações importantes para a gerenciar a energia de demanda e fornecimento. Consequentemente, garantindo a produção de energia por outras fontes quando as usinas fotovoltaicas tiverem sua produção reduzida. De tal modo, este artigo realizou uma revisão bibliográfica sobre o tema, apresentando uma visão ampla sobre as metodologias utilizadas para a estimativa de curto prazo da geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Previsão de geração de energia. Geração fotovoltaica. Horizonte de curto prazo.

ABSTRACT

Nowadays, there has been a strong debate over climate change and energy transition. Taking this into account and the development of new technologies, the generation of electricity from photovoltaic systems has become increasingly attractive and competitive, being an agent of transformation for the energy transition. The insertion of photovoltaic solar energy in the electrical system has

been happening gradually. However, the fiercest for its generation is decisive to guarantee the planning and modeling of future photovoltaic plants, providing operators and designers of energy systems with crucial information to manage energy from demand and supply, in addition to guaranteeing energy production from other sources when photovoltaic plants have their production reduced. Therefore, this article carried out a bibliographic review on the subject, presenting a broad view of the methodologies used for the short-term estimation of electricity generation from photovoltaic systems.

Keywords: Power generation forecast. Photovoltaic generation. Short term horizon.

1. INTRODUÇÃO

As questões climáticas estão cada vez mais tomando espaço nas discussões de fóruns mundiais, abrindo lugar para a inserção de fontes limpas e renováveis na matriz elétrica. A partir de debates e do desenvolvimento de novas tecnologias, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos vem se tornando cada vez mais atrativa e competitiva para que seja um facilitador da transição energética no setor.

Ainda que, a inserção de energia solar fotovoltaica no sistema elétrico esteja enfrentando um aumento gradual, ela enfrenta alguns desafios, como a estabilidade da rede elétrica, tanto a nível local como nacional, sobrecarga na rede, armazenamento, intermitência da fonte de geração e aumento da demanda no horário de pico (MME, 2018).

De tal forma, um método preciso de previsão de curto prazo de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos se torna de grande importância, visto que as concessionárias e permissionárias devem garantir a continuidade da energia, assim como gerenciar as taxas de aumento no sistema, reduzindo os erros e otimizando o processo (BARBIERI; RAJAKARUNA; GHOSH, 2017; UMIZAKI; UNO; OOZEKI, 2018).

Assim, este artigo visa realizar uma revisão bibliográfica sobre o tema, apresentando uma visão ampla sobre as metodologias utilizadas para a

estimativa de curto prazo da geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos.

2. ESTADO DA ARTE

2.1 Modelo de previsão

Há diversos métodos propostos para os diferentes horizontes de previsão de geração de energia elétrica e são divididas em quatro grupos: técnicas de inteligência artificial, abordagens estatísticas, métodos físicos e o método híbrido (ALKHAYAT; MEHMOOD, 2021 apud CUNHA, 2021).

- Método físico: baseados em modelos numéricos de previsão do tempo e também há o uso de imagens de satélite para monitorar o movimento das nuvens com as imagens captadas do céu em uma sequência temporal e com aplicação de processamento de imagens para extração de informações;

- Método estatístico: é um modelo que busca realizar a previsão a partir de dados históricos ambientais ou de geração de energia a partir de relações matemáticas e lineares, por exemplo: método ARIMA (Modelo Auto-Regressivo Integrado de Médias Móveis), regressão linear, modelos adaptativos;

- Método baseado em sistemas inteligentes: muito utilizado nos últimos anos pois garante melhores resultados, por exemplo: Lógica de Fuzzy (LF), Redes Neurais Artificiais (RNA), e

- Método híbrido: une dois ou mais métodos das categorias citadas anteriormente.

Os autores Sharagda; Hajimirza; Balog (2020) compararam diferentes modelos de previsão de séries temporais para previsão de potência de saída fotovoltaica. Para os modelos estatísticos foram usados: média móvel autorregressiva (ARMA), média móvel integrada autorregressiva (ARIMA) e média móvel integrada autoregressiva sazonal (SARIMA), já para os sistemas inteligentes foram considerados seis tipos diferentes: memória bidirecional de longo prazo (Bi-LSTM), memória de longo prazo (LSTM), agrupamento c-mean difuso, recorrente de camada (LRNN), perceptron multicamada (MLP) e NNs de feedforward (SHARADGA; HAJIMIRZA; BALOG, 2020).

Os estudos de Sharagda; Hajimirza; Balog (2020) mostraram que as redes neurais são mais precisas do que os modelos estatísticos sugeridos quando usadas para previsão de séries temporais de potência fotovoltaica e requerem menos tempo de computação. No entanto, os modelos estatísticos, assim como as RNs se mostraram eficientes para prever a potência produzida de usinas fotovoltaicas com apenas uma hora de antecedência, sem ter acesso a medições de irradiância solar ou a quaisquer parâmetros climáticos (SHARADGA; HAJIMIRZA; BALOG, 2020).

Leva et al (2017) utiliza as redes neurais artificiais e concluiu que a precisão do método está estritamente relacionada à etapa de pré-processamento dos dados históricos e à precisão do conjunto de dados históricos utilizado na etapa de treinamento. Também afirma que a confiabilidade da previsão do tempo é necessária para um resultado mais eficiente (LEVA et al., 2017). O autor levou em consideração para avaliar a precisão da previsão do método aplicado a um número reduzido de amostras horárias. A Figura 1 apresenta três simulações: em (a) tem-se um dia ensolarado com previsões de tempo ensolarado, em (b) um dia parcialmente nublado com previsões meteorológicas variáveis e em (c) um dia nublado (LEVA et al., 2017).

O melhor caso é representado pelo dia ensolarado no caso (a) onde a irradiância medida G_m está de acordo com a previsão do tempo fornecida pelo serviço meteorológico. Em (b) a irradiância G_m medida está apenas parcialmente de acordo com a previsão meteorológica, mostrando que o sistema não conseguiu prever com precisão a hora exata em que a instabilidade apareceu, mostrando que o erro foi devido à mudança de tempo entre os dados previstos e medidos (LEVA et al., 2017). Já em (c), a potência medida P_m é baixa, visto que o dia é nublado, e assim, os erros percentuais são mais relevantes mesmo que a energia total produzida naquele dia seja insignificante (LEVA et al., 2017).

Para o autor, o caso (c) representa um dos piores casos em todo o conjunto de dados analisados, e que os erros mais relevantes ocorrem ao nascer e ao pôr do sol, portanto, um possível aprimoramento desse método pode ser

realizado melhorando a forma como o pôr do sol e o nascer do sol são levados em consideração, por exemplo, adotando métodos híbridos.

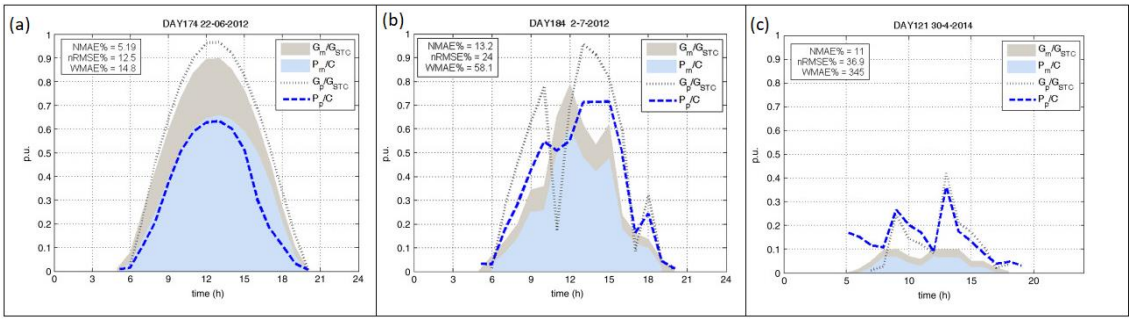


Figura 1 - Simulações: Curvas de potência e irradiância previstas e medidas e erros em um dia: (a) ensolarado.; (b) parcialmente nublado; (c) nublado. Fonte: Leva et al (2017)

BASTOS et al (2020) aplicou a rede LSTM para previsão de dados de geração (tensão e corrente) em painéis fotovoltaicos a partir da utilização de dados meteorológicos, tendo os dados coletados de uma estação solarimétrica de baixo custo próxima a usina de produção. Os resultados mostraram que esse tipo de rede apresenta bons valores de estimação, com erro médio absoluto menor que 1%, porém, como é possível analisar na Figura 2, é possível perceber que não conseguiu prever a elevada oscilação da tensão durante o início da manhã e ao anoitecer isso devido à baixa qualidade do inversor e da variação da radiação solar sobre os módulos fotovoltaicos (BASTOS et al., 2020).

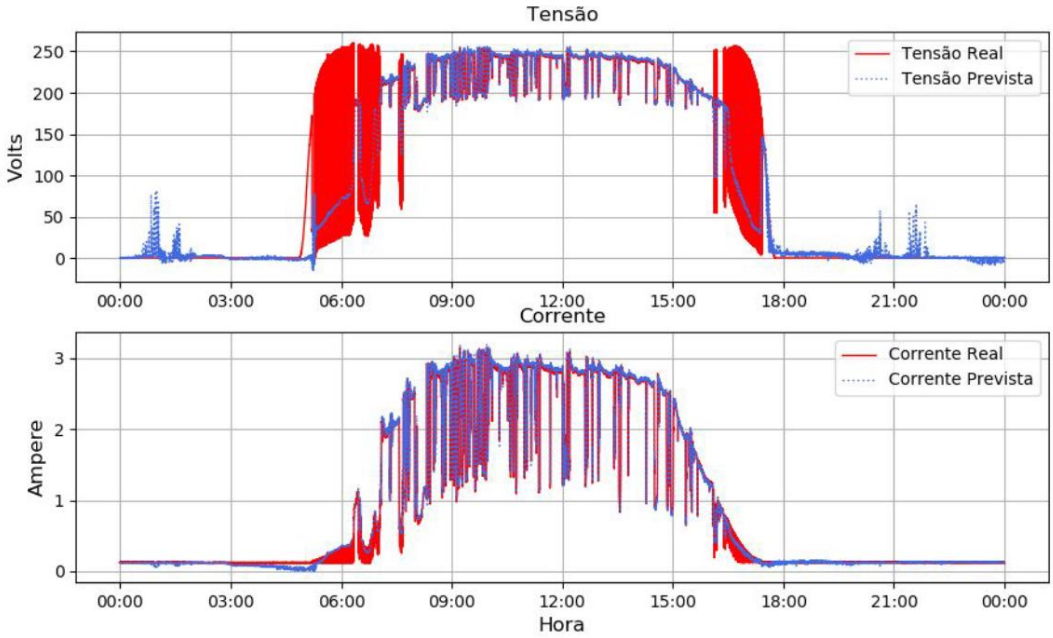


Figura 2 - Valores de tensão e corrente reais (linha vermelha), e previstos pela rede (linha pontilhada azul), em função da hora de um dos dias considerados. Fonte: Bastos (2020)

Wang; Su; Shu (2016) afirmam que os métodos convencionais de previsão, como a regressão linear múltipla e os modelos de rede neural não podem fazer uso das informações dos dados solares ao prever a média diária de saída, e só podem usar os dados agregados à históricos para gerar a previsão de um dia à frente. O uso de dados solares diários agregados para prever a potência média diária do sistema fotovoltaico pode causar uma grande perda de informação na previsão, o que, por sua vez, afeta a precisão da previsão (WANG; SU; SHU, 2016). A Figura 3 mostra a saída de energia diária medida e prevista com base no MLP, RBF e regressão linear funcional parcial (PFLRM) regularizado para os primeiros seis meses de 2012.

Como pode ser notado a previsão de potência diária com base no PFLRM regularizado é maior próxima do valor medido em média, quando comparada com os outros métodos (WANG; SU; SHU, 2016). Desta forma, os autores sugerem um modelo PFLRM, que é uma generalização do modelo tradicional de regressão linear múltipla, mas permite modelar a estrutura de não

linearidade. O método teve uma precisão maior da previsão a potência de saída sobre os modelos mais tradicionais.

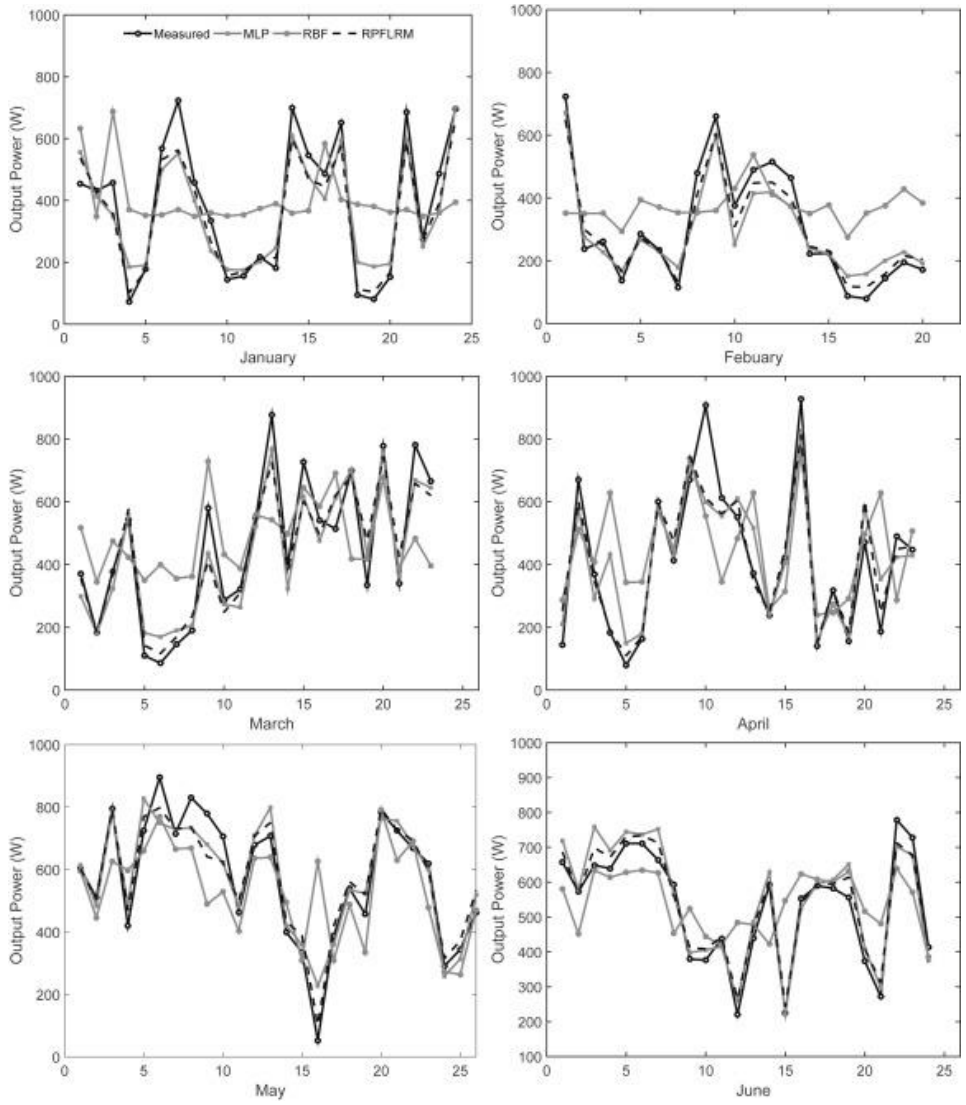


Figura 3 - Comparação entre a previsão de 1 dia à frente e os valores medidos de potência do sistema fotovoltaico durante janeiro a junho de 2012 entre o MLP, RBF e PFLRM regularizado com base em K = 2. Fonte: Wang; Su; Shu (2016)

2.2 Previsão de geração de energia

A intensidade da radiação solar varia de acordo com horário, não pode ser considerada algo contínuo, pois como já foi mencionado, diversos fatores interferem na potência de geração (PIRES, 2016). Desta forma, é essencial a

previsão de geração de energia por meio da geração solar, pois permite o planejamento e gestão tanto das redes, como da energia como um todo (PIRES, 2016).

Não há uma definição exata do horizonte temporal de cada tipo de previsão, assim vale citar os horizontes temporais de previsão de geração de energia, de modo a situar o trabalho desenvolvido (LOPES, 2010):

- Previsão a muito curto prazo: o horizonte temporal varia de alguns segundos até uma hora, e sua principal característica é que as previsões são realizadas com auxílio de dados recolhidos no lugar em que se vai analisar;

- Previsão a curto prazo: o horizonte temporal deste tipo de previsão é entre 1 hora e 7 dias;

- Previsão a longo prazo: o horizonte temporal é entre 7 dias podendo se estender até vários anos.

- Previsão a muito longo prazo: com horizonte temporal para várias dezenas de anos.

Desta forma o aperfeiçoamento dos métodos de previsão de geração de energia solar aumenta a eficiência e o melhor aproveitamento da energia solar fotovoltaica em projetos de comercialização de energia, otimizando o despacho da carga elétrica nas linhas de transmissão (PIRES, 2016).

Os autores Wang, Su e Shu (2016) usaram uma abordagem direta para a previsão de potência de sistemas fotovoltaicos e mostraram que as variáveis climáticas, como pressão atmosférica média e insolação são valiosas na previsão da potência de um sistema fotovoltaico.

Em Chu et al (2015), foram utilizadas mais de uma metodologia: Modelo determinístico baseado em rastreamento de nuvem, Modelo de média móvel autorregressiva, modelo k-vizinho mais próximo e rede neural artificial. Chu et al. (2015) usou uma previsão de curto prazo de 5, 10 e 15 minutos, resultando na eficácia do resultado diversificando o conjunto de metodologias de previsão.

Santos (2010) desenvolveu uma metodologia de previsão da produção a muito curto prazo de uma central fotovoltaica, utilizando redes neurais para emular a evolução temporal da radiação solar na superfície terrestre. Santos

(2010) afirmou que os trabalhos realizados nos últimos anos, dentro desta temática, têm-se centrado principalmente na previsão da radiação solar, dando-se menos importância ao desenvolvimento de modelos de conversão do recurso solar em produção de energia.

Na primeira fase do modelo de previsão proposto por Santos (2010) mostrou que para dias de céu limpo o modelo responde de forma satisfatória, porém em dias nublados houve dificuldade em prever a variabilidade da radiação solar, mostrando que a presença de nuvens interfere na qualidade da previsão, uma vez que a atenuação provocada pela nebulosidade sobre a radiação é um processo complexo de se prever, como poder ser visto na Figura 4 (SANTOS, 2010). Segundo o autor, para o dia de céu limpo existe uma relação essencialmente linear, fruto da excelente performance do modelo para estes dias (SANTOS, 2010). Já para o dia de céu nublado, existe uma maior dispersão dos valores, no entanto, essa dispersão encontra-se dentro de limites aceitáveis, dada a complexidade do problema (SANTOS, 2010).

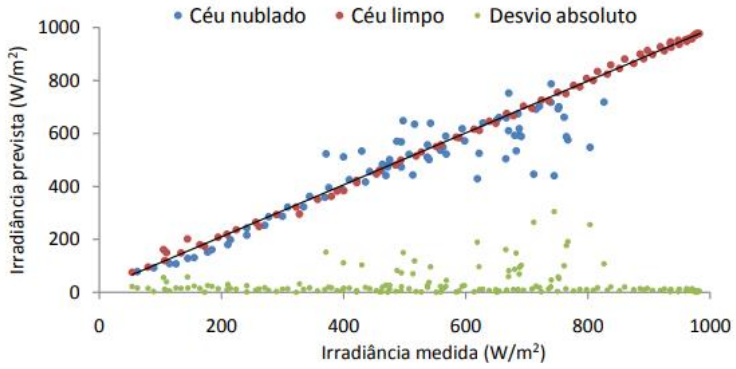


Figura 4 - Relação entre os valores medidos e os valores previstos da radiação global para um horizonte de 10 minutos. Fonte: Santos (2010)

Pires (2016) desenvolveu uma metodologia para previsão de carga e previsão de geração solar a curtíssimo prazo, por meio da criação de uma ferramenta computacional que levou em consideração as variáveis climáticas que têm influência sobre a demanda de energia elétrica e sobre a potência

gerada pelo módulo fotovoltaico (PIRES, 2016). Essa análise é de grande importância e determinou que a temperatura e a radiação solar são variáveis responsáveis pela produção de energia fotovoltaica, como pode ser visto na Figura 5 e na Figura 6 (PIRES, 2016).

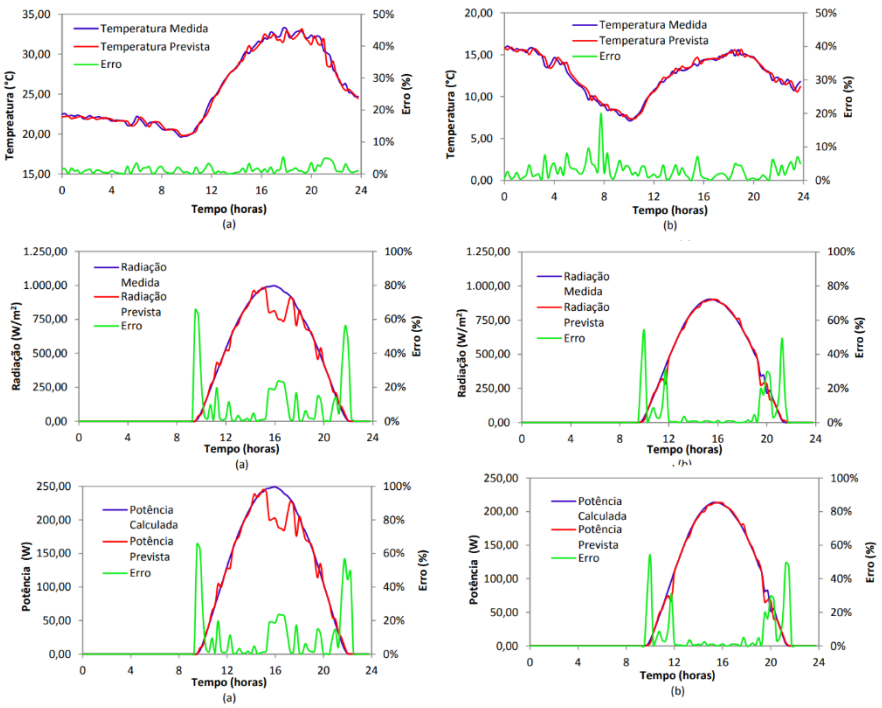


Figura 5 - Previsão da temperatura, radiação solar e potência com intervalo de 15 minutos para: (a) verão; (b) inverno. Fonte: Pires (2016)

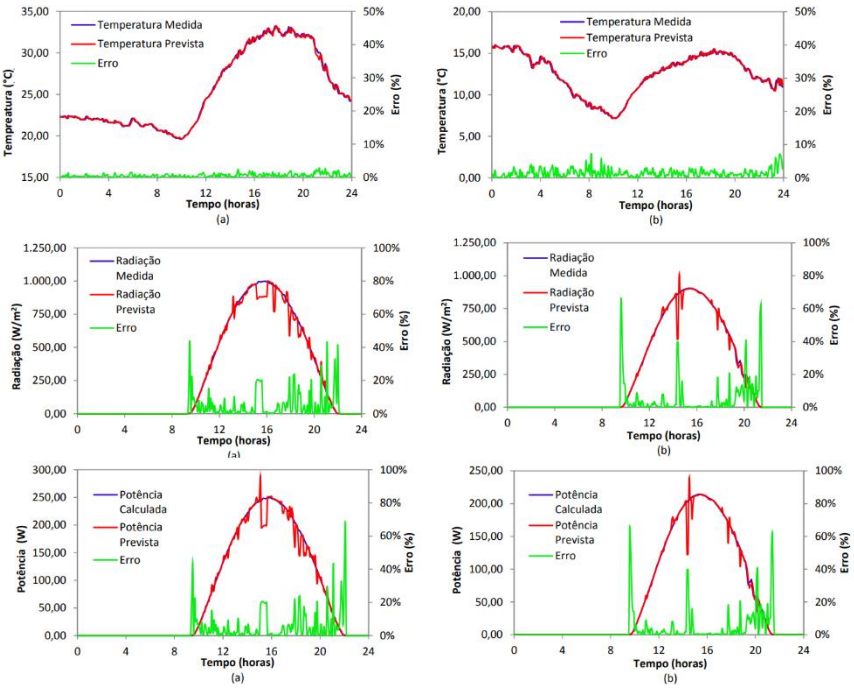


Figura 6 - Previsão da temperatura, radiação solar e potência com intervalo de 5 minutos para: (a) verão; (b) inverno. Fonte: Pires (2016)

A autora apresentou duas simulações, utilizando intervalos de 15 minutos e de 5 minutos, onde o primeiro, obteve o MAPE para a previsão de geração solar de 9,11% para o verão e 7,25% para o inverno, já para o segundo o MAPE para a previsão de geração solar de 3,33% para o verão e 5,36% para o inverno (PIRES, 2016).

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

São muitos os modelos utilizados para estimativa de geração fotovoltaica, mas vale ressaltar que os trabalhos realizados dentro da temática, estão focados, principalmente, na previsão da radiação solar, porém é de grande importância o desenvolvimento de modelos de conversão do recurso solar em produção de energia.

Com trabalhos futuros pretende-se desenvolver, modelar e validar uma metodologia para estimativa de curto prazo da geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos a partir de histórico de operação e redes meteorológicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARBIERI, F.; RAJAKARUNA, S.; GHOSH, A. Very short-term photovoltaic power forecasting with cloud modeling: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 75, n. August 2015, p. 242–263, 2017.

BASTOS, I. G. P. et al. PREVISÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA A PARTIR DE DADOS METEOROLÓGICOS UTILIZANDO REDE LSTM. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2020. Anais...2020Disponível em: <www.tcpdf.org>. Acesso em: 23 mar. 2021

CHU, Y. et al. Short-term reforecasting of power output from a 48 MWe solar PV plant. Solar Energy, v. 112, p. 68–77, 1 fev. 2015.

CUNHA, B. A. DA. Previsão intra-diária de geraçãoo fotovoltaica usando redes neurais recorrentes do tipo LSTM e dados históricos de energia. Bauru - SP: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2021.

LEVA, S. et al. Analysis and validation of 24 hours ahead neural network forecasting of photovoltaic output power. Mathematics and Computers in Simulation, v. 131, p. 88–100, 1 jan. 2017.

LOPES, J. H. O. Previsão de produção fotovoltaica a muito curto prazo usando análise e modelação de dinâmica de sombras. Portugal: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.

MME, M. DE M. E E. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD. [s.l: s.n.].

PIERRO, M. et al. Photovoltaic generation forecast for power transmission scheduling: A real case study. Solar Energy, v. 174, n. October, p. 976–990, 2018.

PIRES, C. L. Metodologia para previsão de carga e geração no horizonte de curtíssimo prazo. Santa Maria - RS: Universidade Federal de Santa Maria, 2016.

SANTOS, B. A. DE O. Previsão de Produção de Centrais Solares a Muito Curto Prazo. Portugal: Universidade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.

WANG, G.; SU, Y.; SHU, L. One-day-ahead daily power forecasting of photovoltaic systems based on partial functional linear regression models. Renewable Energy, v. 96, p. 469–478, 1 out. 2016.

PERSPECTIVAS DO IMPACTO DA COVID-19 SOBRE O CONSUMO DE GLP DAS FAMÍLIAS DE BAIXA RENDA NO BRASIL

Edlayan Passos[1]; Olivia Del Puppo[1]; André Felipe Simões[1]; Virginia Parente[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

A pandemia da Covid-19 impactou de maneira expressiva o cotidiano das pessoas e a dinâmica econômica de diversos mercados, especialmente os de energia. A dificuldade de famílias atenderem condições mínimas de adequação energética se intensificou no Brasil a partir de março de 2020 pelo fato de o GLP, combustível essencial para a cocção de alimentos, ser uma *commodity* atrelada aos preços internacionais determinados no mercado global pelos movimentos de oferta e demanda do petróleo. Entretanto, deve-se considerar que uma das metas do desenvolvimento sustentável estabelecida pelas Nações Unidas é a busca pela garantia do acesso a fontes de energia confiáveis, sustentáveis e modernas para todos. Neste contexto, este artigo tem como objetivo analisar prováveis impactos do aumento do preço da *commodity* GLP sobre o padrão de consumo energético para cocção pelas famílias brasileiras de baixa renda, no período da pandemia da Covid-19. Para isso, a metodologia empregada consiste na coleta e análise exploratória de dados referentes: (i) às variações no preço do GLP; (ii) aos micros dados da PNAD Contínua (IBGE); e (iii) do Balanço Energético Nacional (EPE), até o período de dezembro de 2020, ano para o qual havia dados disponíveis. Além disso, é feita uma revisão da literatura recente de trabalhos que se propuseram a analisar a relação entre escolha de combustíveis para uso doméstico em função da renda em países em desenvolvimento. Ao final do estudo, os resultados indicam que o crescimento expressivo do preço do GLP coincidiu com o aumento percentual do consumo de lenha catada em residências brasileiras. Isso condiz com as premissas das hipóteses de escada energética que indica que alterações na renda per capita levam a alterações na utilização de fontes de energia.

Palavras-chave: GLP; Pobreza Energética; Covid-19; Biomassa; Cocção.

ABSTRACT

The Covid-19 pandemic significantly impacted people's daily lives and the economic dynamics of various markets, especially energy. The difficulty for families to meet minimum conditions of energy adequacy has intensified in Brazil due to the fact that LPG, an essential fuel for cooking food, is a commodity linked to international prices determined in the global market by the movements of supply and demand for oil. One of the goals of sustainable development established by the United Nations is the search for guaranteeing access to reliable, sustainable and modern energy sources for all. Therefore, this work aims to analyze possible impacts of the increase in the price of the LPG commodity on the pattern of energy consumption for cooking by low-income Brazilian families, in the period of the Covid-19 pandemic. For this, the methodology used consists of the collection and exploratory analysis of data referring to variations in the price of LPG, micro data from the Continuous PNAD (IBGE) and the National Energy Balance (EPE), until the period of December 2020. In addition, A review of recent literature was also carried out on studies that aimed to analyze the relationship between the choice of fuels for domestic use as a function of income in developing countries. At the end of the study, the results indicate that the sharp rise in the price of LPG coincided with the percentage increase in the consumption of firewood collected in Brazilian households. This is consistent with the assumptions of the energy ladder and multiple use of fuels.

Keywords: LPG; Energy Poverty; Covid-19; biomass; cooking.

1. INTRODUÇÃO

No decorrer do último século a humanidade passou por um processo de grande desenvolvimento econômico que foi instrumento para reduzir a pobreza e melhorar a qualidade de vida. Ainda assim, os serviços de energia não são distribuídos de maneira equânime no mundo, principalmente nos países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil. A cocção de alimentos é um desses

"serviços da energia" e é geralmente operacionalizada através da queima de energéticos comercializados. No Brasil o gás de cozinha (GLP) é o mais utilizado para essa finalidade. Porém, a pandemia da Covid-19 impactou de maneira expressiva a dinâmica econômica desse energético que, por ser uma *commodity*, está atrelada aos preços internacionais determinados no mercado global pelos movimentos de oferta e demanda do petróleo. Dessa maneira, com o aumento de preços do GLP houve maior dificuldade para as famílias brasileiras de baixa renda atenderem suas condições mínimas de adequação energética.

Nesse contexto, esse trabalho tem como objetivo avançar no estudo da pobreza energética no Brasil investigando potenciais impactos causados pela pandemia da Covid-19 no padrão de escolha de combustível para cocção de alimentos por famílias de baixa renda. Metodologicamente, foi utilizado estatísticas descritivas de dados oficiais e revisão bibliográfica de trabalhos recentes que abordam a pobreza energética no Brasil ou em países de perfil socioeconômico semelhante.

O presente artigo encontra-se subdividido em 5 seções. Além desta seção introdutória, a segunda seção oferece uma breve revisão de artigos que fizeram tal coisa. Na terceira seção dedica-se aos materiais e métodos. Já na quarta seção é feita a exposição dos resultados e as discussões. Por fim, a quinta seção resume as principais conclusões do trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Embora não seja conceito padrão, o termo Pobreza Energética é geralmente empregado para se referir a privação de energia em seus vários graus. As privações no acesso e na qualidade dos serviços de energia sustentadas ao longo do tempo são elementos que podem intensificar a exclusão social e limitar o desenvolvimento dos afetados (Van der Kroon et Al, 2013).

Em razão dessas questões, as Nações Unidas estabeleceram como meta para o desenvolvimento sustentável garantir acesso à energia barata, confiável, sustentável e renovável para todos. Alguns trabalhos na última década dedicaram-se a investigar o nível de adequação energética de famílias de baixa

renda nos países em desenvolvimento. Sesan (2012) estudou a pobreza energética com enfoque na cocção de alimentos no Kenya, como resultado seu estudo revelou que a pobreza energética não pode ser isolada do contexto mais amplo da pobreza, e que evidências destacam a limitações inerentes às políticas que se baseiam no conceito de "*leapfrogging*" para a resolução de problemas relacionados a pobreza energética.

Nesse mesmo tópico, Hou et Al (2018) analisaram a escolha de combustível doméstico na China para cozinhar e sua relação com a pobreza econômica, e os resultados indicaram que a família rural prefere o gás à eletricidade quando a renda e os bens da família aumentam. Já Alhassan (2018), analisou a relação energia-pobreza com base no acesso das famílias à energia para cozinhar em Gana e as evidências apontam que geralmente, uma família de alta renda, tem um aumento nas probabilidades de adotar combustíveis limpos do que uma casa mais pobre e isso é uma indicação de que energia e nível de pobreza estão relacionados. Para o contexto brasileiro Rodrigues (2018) investigou o uso de diferentes combustíveis pelas famílias brasileiras através de um logit multinominal, controlando para características relacionadas às preferências das famílias. Os resultados encontrados, se somam às evidências de outros trabalhos que confirmam a alta correlação entre pobreza energética e pobreza financeira.

3. MATERIAIS E METÓDOS

O método utilizado neste trabalho consistiu na análise de dados de agências governamentais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia e o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), vinculado ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. O Balanço Energético Nacional (BEN) um dos materiais consultados, trata-se de um relatório consolidado anualmente, que consta informações relativas à oferta e consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, a importação e exportação, a distribuição e o uso final da energia

(EPE, 2022). Por meio do indicador presente no BEN, Consumo Final por Fonte, é possível verificar a utilização da lenha catada no âmbito residencial. No que tange ao IBGE foi utilizado a PNAD Contínua, que se trata de uma pesquisa domiciliar que produz informações básicas para o estudo do desenvolvimento socioeconômico do País (IBGE, 2021). Essa publicação possui informações sobre o uso do tipo combustíveis que as famílias utilizam para a cocção de alimentos, em seu tópico de habitação, no entanto a publicação dessas informações para o período de pandemia ainda não foi realizada. Para investigação do comportamento dos preços dos combustíveis, foi consultado o Levantamento de Preços de Combustíveis (LPC) publicado semanalmente pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). Foi feita também uma revisão da literatura recente de trabalhos que se propuseram a analisar a relação entre escolha de combustíveis fósseis em função da renda em países em desenvolvimento.

4. RESULTADO E DISCUSSÕES

4.1 Escada de energia e Uso múltiplo de combustíveis

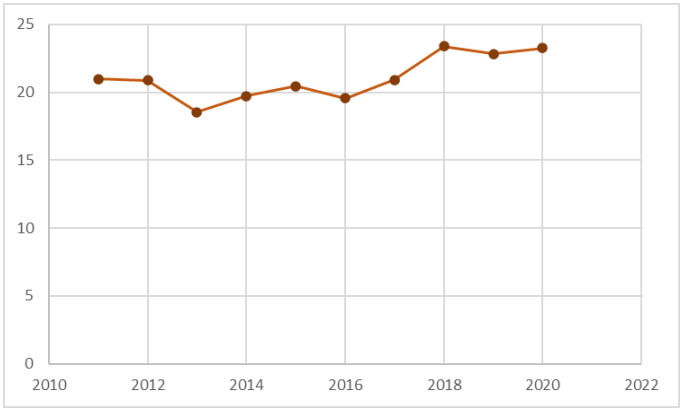
O termo “Escada Energética”, se refere às fontes dominantes de energia doméstica em diferentes níveis de renda. Entender a dinâmica na qual famílias escolhem combustível e saber como ocorre a sua troca é fundamental para o desenvolvimento de políticas eficazes em ajudar no processo de transição (Leach, 1992). Em momentos na qual os combustíveis derivados do petróleo tornam-se progressivamente mais caros, as famílias mais pobres podem encontrar maiores dificuldades para atender às suas necessidades básicas de energia (Maconachie et Al, 2009; Van der Horst, 2008). No entanto, o comportamento de troca de um energético depende de fatores que vão além da renda, algo que é sugerido pelo conceito clássico da escada de energia. A transição de combustível doméstico em geral é melhor descrita pelo uso múltiplo de combustíveis, que representa um portfólio de energia. Em algumas famílias existe inclusive a prática de armazenamento de energéticos, com a função de ser um meio de subsistência através do qual as famílias lidam com a renda irregular, podendo assim proteger-se de mercados instáveis (Van der Kroon et

Al, 2013; Masera et Al 2000; Yedav et Al, 2021; Andadari, 2014). Atualmente as evidências indicam que a dependência de fontes de energia no degrau mais baixo da escada de energia pela maioria das famílias é acentuada pelo aumento do nível de pobreza, e isso condiz com a hipótese da escada, porém a noção de substituição completa de combustível não é verificada, uma vez a maioria das famílias de baixa renda tendem a ter um mix de fontes de energia para suas atividades para lidar com as volatilidades econômicas (Adamu, 2020). No Brasil, o uso de lenha é mais frequente entre as famílias extremamente pobres e o uso combinado de GLP e lenha é mais frequente entre as famílias pobres. O processo de transição energética em que as famílias brasileiras migram gradualmente do consumo de biomassa para o consumo de combustíveis mais limpos ocorre em paralelo a um movimento mais amplo de melhora gradual e geral nas condições de bem-estar das famílias. É importante destacar, que assim como mostrado na literatura supracitada, existe um grupo de famílias de baixa renda no Brasil que possuem um mix energético que combina uso de mais de um combustível, neste caso biomassa e GLP (Rodrigues, 2018).

4.2 Uso doméstico de energéticos

A análise exploratória dos dados disponíveis no BEN 2021 de ano base 2020, revela o panorama do uso final de energia residencial no Brasil durante o período de pandemia. A Figura 1 ilustra a tendência contínua de crescimento do uso residencial de lenha catada a partir de 2016, justamente o ano que ocorreu uma mudança na política de preços da Petrobrás, na qual a empresa optou pelo pareamento de preços com o mercado internacional.

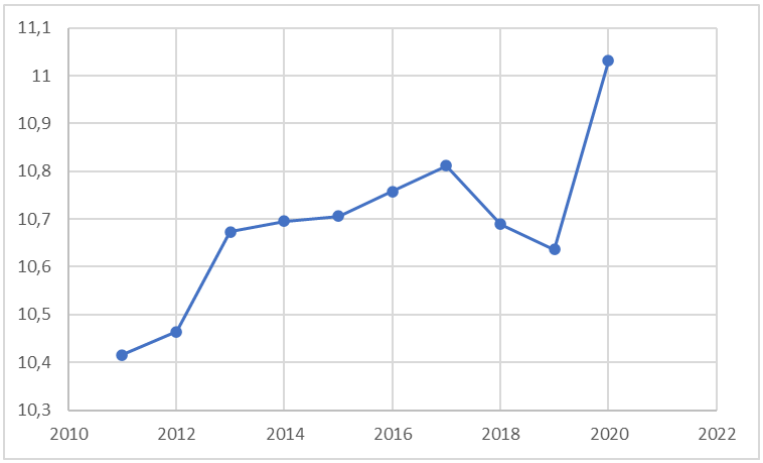
Figura 1 – Utilização de Lenha nas residências brasileiras (10^3 toneladas)



Fonte: Confecção própria a partir do BEN 2021

No que se refere ao uso de GLP, houve um acentuado aumento da utilização do energético como explicita a Figura 2. O que pode parecer contraintuitivo na luz das hipóteses de uso múltiplo dos combustíveis e da escada energética, pode ser explicado pelo fato do ano de 2020 em consequência da pandemia, diversos lockdowns nas cidades do Brasil foram realizados, e isso aumentou o uso de energia doméstico das famílias brasileiras em geral. Assim, a consequência da política pública de lockdown pode ter compensado o menor consumo de GLP por famílias de baixa renda, devido ao aumento acentuado no consumo por famílias de média e alta renda.

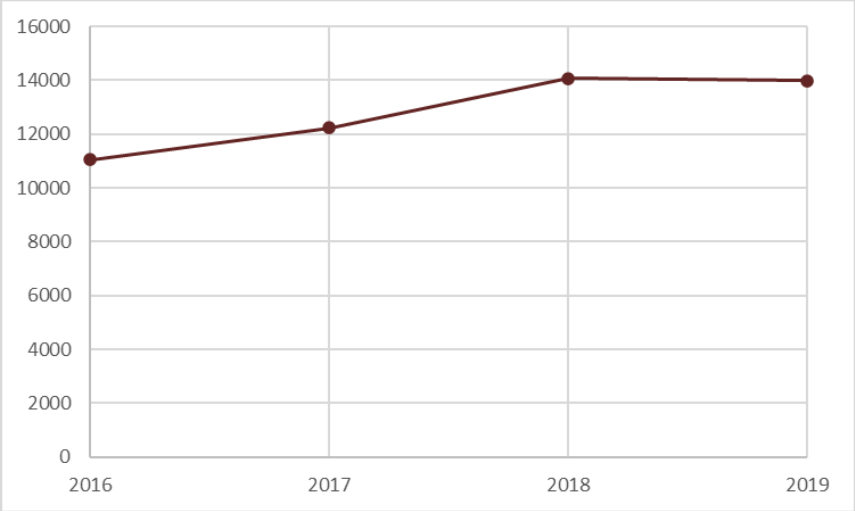
Figura 2 – Utilização de GLP nas residências brasileiras (10^3 m^3)



Fonte: Confecção própria a partir do BEN 2021

Os dados da PDNAD Contínua representados na Figura 3 são correspondentes ao número de domicílios entrevistados que utilizam lenha ou carvão como energético para cocção foram publicados até 2019, no entanto vão na mesma direção do BEN 2021, em constatar que existe uma tendência no aumento de utilização de lenha nas residências no Brasil a partir de 2016.

Figura 3 – Número de residências brasileiras que utilizam de lenha para cozimento de alimentos (mil residências)

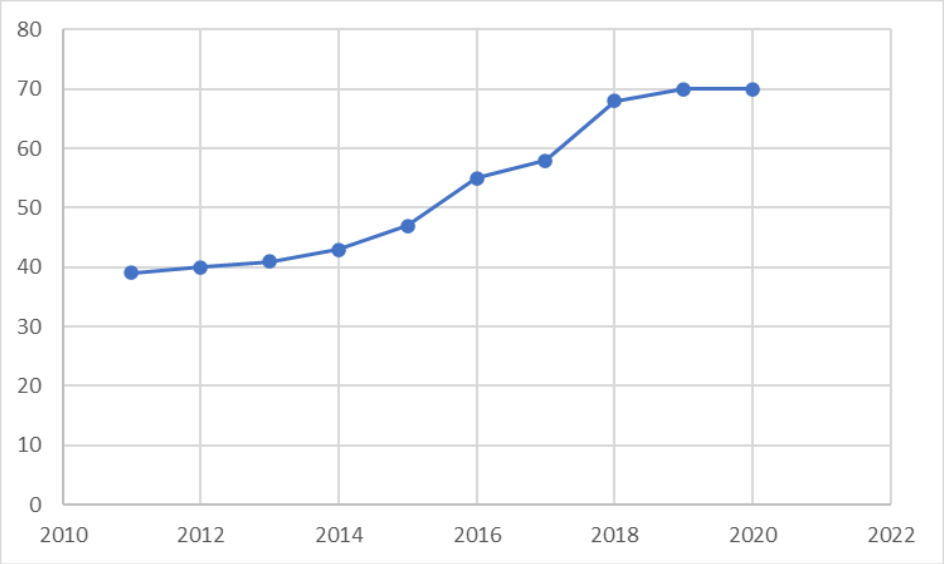


Fonte: Confecção própria a partir da PNADc 2019

4.3 Preços do GLP no Brasil

É possível perceber que existe um crescimento acentuado dos preços do GLP a partir de 2016. Isso fica explicitado através do gráfico da Figura 4 que representa a série histórica da mediana de preços do GLP (13kg) no Brasil. Esse ano, corresponde ao momento em que houve no Brasil uma mudança política na empresa monopolista do segmento, que fez com que os preços de derivados do petróleo fossem atrelados às precificações internacionais, e por consequência aumentou-se os preços no país (Lopes, 2021). Durante a pandemia da COVID-19 o preço do GLP se estabilizou, porém, em um patamar elevado.

Figura 4 – Mediana do preço anual em reais do GLP (13kg) no Brasil



Fonte: Confecção própria a partir do levantamento de preços ANP

Ainda não foi publicado dados que tratem especificamente de quais energéticos foram utilizados por famílias brasileiras em cada faixa de renda durante o período da COVID-19, visto que a publicação específica para o tema foi pausada (PDNAC - Habitação). Ainda assim, a alta do preço do GLP nos últimos 5 anos que foi consolidada pela pandemia, somada a perda de renda das famílias brasileiras devido a diminuição da atividade econômica podem ter intensificado a falta de adequação energética na parcela da população mais vulnerável, dado que como foi evidenciado pelos artigos supracitados, existe uma correlação entre aumento do consumo residencial de combustíveis da base da escada de energia (lenha) e perda de renda por famílias pobres e extremamente pobres no País.

5. CONCLUSÃO

Da análise empreendida foi possível observar que embora a decisão de qual energético a ser utilizado no ambiente residencial esteja relacionado com o nível de renda, esse não é único quesito que influencia a escolha do combustível. Através da revisão da literatura realizada foi possível constatar que a escolha de

energéticos é consequência de diversos fatores tais como econômicos, sociais, culturais, políticos e geográficos. No caso brasileiro, os resultados da etapa de análise exploratória dos dados oficiais indicam que o período de crescimento agudo do preço do GLP coincidiu com o aumento percentual do consumo de lenha catada em residências brasileiras.

Isso condiz com as premissas das hipóteses de escada energética que correlaciona alterações de renda como as escolhas de fontes de energia pelas famílias. Portanto, conforme esperado, no período da pandemia da COVID-19, por consequência da contração da atividade econômica e aumento do desemprego, somados à adoção da política de paridade de preços ao mercado internacional iniciada em 2016 pela Petrobras, observou-se que as famílias de baixa renda estiveram mais sucessíveis ao não atendimento das suas necessidades mínimas de energia, especialmente no uso final da cocção, e assim passaram a adotar energéticos não comerciais menos eficientes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition", 2001.

ADAMU, M. B. et al. Household energy consumption in Nigeria: A review on the applicability of the energy ladder model. Journal of applied sciences and environmental management, v. 24, n. 2, p. 237-244, 2020.

ALHASSAN, Karakara. Energy-poverty nexus: Conceptual framework analysis of cooking fuel consumption in Ghanaian households. Developing Country Studies, v. 8, n. 11, 2018.

ANDADARI, Roos Kities; MULDER, Peter; RIETVELD, Piet. Energy poverty reduction by fuel switching. Impact evaluation of the LPG conversion program in Indonesia. Energy Policy, v. 66, p. 436-449, 2014.

ANP. Metodologia utilizada para realização da pesquisa de preços no âmbito do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da

ANP: Anexo I-A do Termo de Referência do Edital de Pregão Eletrônico nº 028/2015-ANP. Disponível em < http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=41567>. Acesso em 17 abr 2022.

HIEMSTRA-VAN DER HORST, Greg; HOVORKA, Alice J. Reassessing the “energy ladder”: Household energy use in Maun, Botswana. Energy Policy, v. 36, n. 9, p. 3333-3344, 2008.

HOU, Bingdong; LIAO, Hua; HUANG, Junling. Household cooking fuel choice and economic poverty: evidence from a nationwide survey in China. Energy and Buildings, v. 166, p. 319-329, 2018.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Esclarecimentos sobre os resultados da PNAD contínua produzidos mensalmente. (Notas Técnicas, n.1). Rio de Janeiro: IBGE, 2019.

LEACH, Gerald. The energy transition. Energy policy, v. 20, n. 2, p. 116-123, 1992.

LOPES, Alex Oliveira et al. Fatores que influenciaram os Preços da Ação da Petrobras (PETR4) entre 2009 e 2020. Research, Society and Development, v. 10, n. 7, p. e13410716294-e13410716294, 2021.

MACONACHIE, Roy; TANKO, Adamu; ZAKARIYA, Mustapha. Descending the energy ladder? Oil price shocks and domestic fuel choices in Kano, Nigeria. Land use policy, v. 26, n. 4, p. 1090-1099, 2009.

MASERA, Omar R.; SAATKAMP, Barbara D.; KAMMEN, Daniel M. From linear fuel switching to multiple cooking strategies: a critique and alternative to the energy ladder model. World development, v. 28, n. 12, p. 2083-2103, 2000.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). Balanço Energético Nacional - BEN, 2021.

RODRIGUES, Thiago Pastorelli; GONÇALVES, Solange. Pobreza energética: evidências para famílias da área rural do Brasil. In: LVI Congresso da Sociedade Brasileira de Economia. 2018.

SESAN, Temilade. Navigating the limitations of energy poverty: Lessons from the promotion of improved cooking technologies in Kenya. Energy Policy, v. 47, p. 202-210, 2012.

VAN DER KROON, Bianca; BROUWER, Roy; VAN BEUKERING, Pieter Jh. The energy ladder: Theoretical myth or empirical truth? Results from a meta-analysis. Renewable and sustainable energy reviews, v. 20, p. 504-513, 2013.

YADAV, Prabhakar; DAVIES, Peter J.; ASUMADU-SARKODIE, Samuel. Fuel choice and tradition: Why fuel stacking and the energy ladder are out of step?. Solar Energy, v. 214, p. 491-501, 2021.

PERSPECTIVAS SOBRE A UTILIZAÇÃO DA BIOMASSA LIGNOCELULÓSICA DA PALHA DO ARROZ COMO FONTE DE MATÉRIA-PRIMA PARA A PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEL DE AVIAÇÃO NO BRASIL

Giovana de Souza Lima[1]; Rafael Silva Capaz[1]; Eric Alberto Ocampo Batlle[1]; Luiz Augusto Horta Nogueira[1]; Samara Calçado de Azevedo[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

O presente estudo visa analisar os impactos ambientais do ciclo de vida da produção de biocombustível de aviação a partir da palha de arroz, bem como estimar seu potencial de produção pela tecnologia de conversão Alcohol-to-Jet (ATJ). O processo de produção considera a conversão da biomassa lignocelulósica da palha de arroz em etanol pela rota bioquímica, e posteriormente, produção de biocombustível de aviação via ATJ. O resultado obtido na análise do ciclo de vida aponta uma pegada de carbono média de 23,4 gCO_{2eq}/MJ e os cálculos apontaram um potencial de geração anual de bioquerosene de cerca de 520,4 mil m^3. O valor representa 42% das importações de querosene de aviação do Brasil e é capaz de suprir a demanda de querosene da Região Sul do país. Assim, tais resultados demonstram que a produção de biocombustível de aviação a partir da palha de arroz pode ser um importante recurso para aumentar a geração de bioenergia no Brasil.

Palavras-chave: Biocombustível de Aviação; Palha de Arroz; Alcohol-to-Jet.

ABSTRACT

The present study aims to analyze the environmental impacts of the life cycle of the production of aviation biofuel from rice straw, as well as to estimate its production potential using the Alcohol-to-Jet (ATJ) conversion technology. The production process considers the conversion of lignocellulosic biomass from rice straw into ethanol by the biochemical route, and later, production of aviation

biofuel via ATJ. The result obtained in the life cycle analysis points to an average carbon footprint of 23.4 gCO2eq/MJ and the calculations point to an annual biokerosene generation potential of about 520.4 thousand m³. The amount represents 42% of Brazil's aviation kerosene imports and can supply the kerosene demand in the southern region of the country. Thus, these results demonstrate that the production of aviation biofuel from rice straw can be an important resource to increase bioenergy generation in Brazil.
Keywords: Aviation Biofuel; Rice Straw; Alcohol-to-Jet.

1. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas, advindas da intensificação do consumo energético, é um problema presente em todas as esferas econômicas do mundo, tornando cada vez mais relevantes as discussões acerca dos problemas ambientais. Segundo o Grupo de Ação do Transporte Aéreo (ATAG, 2020), o setor de transporte aéreo emitiu 895 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) em 2018, o que corresponde a cerca de 3% do impacto climático total causado pelo homem. Contudo, em consonância com Capaz (2021), esse modo de transporte demanda 3 vezes mais energia per capita do que outros tipos de condução coletiva, além de ser um setor abastecido exclusivamente por combustíveis fósseis, cujo consumo global tem crescido a uma notável taxa de 7,5% ao ano na última década. Nesse contexto, o setor de aviação propôs metas a fim de mitigar as emissões de gases de efeito estufa, visto que o impacto ambiental associado à utilização de combustíveis fósseis é motivo de preocupação global. Dentre as propostas, o desenvolvimento de biocombustíveis avançados tem sido identificado como a estratégia mais promissora para mitigar o impacto ambiental a curto e médio prazo, além de alcançar uma independência parcial de fontes não renováveis (IZQUIERDO *et al.*, 2019).

O Brasil é reconhecido internacionalmente pelo seu elevado potencial para a produção de biomassa, uma vez que possui condições climáticas favoráveis e dispõe de um amplo território, além de ter uma vasta experiência

produção de biocombustíveis (etanol e biodiesel) e utilização de resíduos de biomassa para geração de eletricidade (SOUZA *et al*., 2021). À esta experiência, encontra-se atrelado o bem-sucedifo programa brasileiro Pró-Álcool, permitindo ao país a construção de uma grande infraestrutura para armazenagem e distribuição de biocombustíveis, além de aprimorar políticas públicas que, ademais de tornarem mandatórias determinadas misturas aos combustíveis fósseis, geraram incentivos ao uso de biocombustíveis e à redução de emissões de GEE (MILANEZ *et al*, 2021). Portanto, fica evidente que o Brasil dispõe de uma estrutura institucional disposto a prover as condições necessárias ao desenvolvimento dos biocombustíveis de aviação. Tal fato, em conjunto com as demais condições expostas, coloca o país em situação privilegiada para se tornar um ator de destaque na produção e consumo do bioquerosene.

1.1 Biocombustível e a indústria de aviação

Metas ambiciosas atreladas a um novo compromisso climático a longo prazo estão reunindo o setor de transporte aéreo coletivo a apoiarem a realização desses objetivos. Entre as ações sugeridas, a substituição do querosene fóssil pelos chamados combustíveis sustentáveis de aviação (do inglês, *Sustainable Aviation Fuel* – SAF) é encarada como uma medida estratégica, pois, além de possibilitar uma redução efetiva nas emissões, poderia garantir a diminuição da dependência do setor aos combustíveis fósseis (NOGUEIRA; CAPAZ; LORA, 2021).

Devido aos padrões rígidos que são exigidos na indústria da aviação, o SAF precisa ser aprovado como seguro e apropriado para uso comercial. A indústria da aviação trabalha em estreita colaboração com órgãos internacionais de especificação de combustíveis para desenvolver padrões e certificados, como a *American Society for Testing and Materials* – ASTM. Assim, para substituí-los, o biocombustível de aviação deve ter as mesmas qualidades e características do combustível de aviação convencional. Esse fato é de extrema importância pois garante que os fabricantes não tenham que reprojetar motores ou

aeronaves e que os fornecedores de combustível e aeroportos não tenham que construir novos sistemas de entrega de combustível (ATAG, 2017).

O presente estudo irá tratar da tecnologia de conversão Alcohol-to-Jet (ATJ), onde o combustível é convertido a partir de álcoois, como o metanol, etanol, butanol e álcoois graxos de cadeia longa (WANG; TAO, 2015) e sua principal fonte de matéria é a biomassa. Nessa via de produção, a biomassa passa por um processo de pré-tratamento com explosão a vapor (EV), que envolve a quebra da estrutura da matriz lignocelulósica, em seguida é hidrolisada para produzir açúcares fermentáveis, após, os açúcares são fermentados para produzir álcoois e, finalmente, são desidratados, oligomerizados, hidrogenados e fracionados para produzir o ATJ-SPK (DOLIETE et al., 2020, p.4).

1.2 Palha de arroz

O arroz é um dos alimentos mais consumidos globalmente, sendo considerado um grão essencial e significativo na agricultura. No Brasil, segundo dados da Conab (Companhia Nacional de Abastecimento), estimou-se que a produção total de arroz foi de 12 milhões de toneladas na safra de 2020/2021, onde cerca de 80% dessa produção está localizada na região Sul do país, garantindo o título de maior produtora de arroz nacional. A Figura 1 retrata o mapa da produção de arroz nos estados brasileiros da safra de 2020/2021.

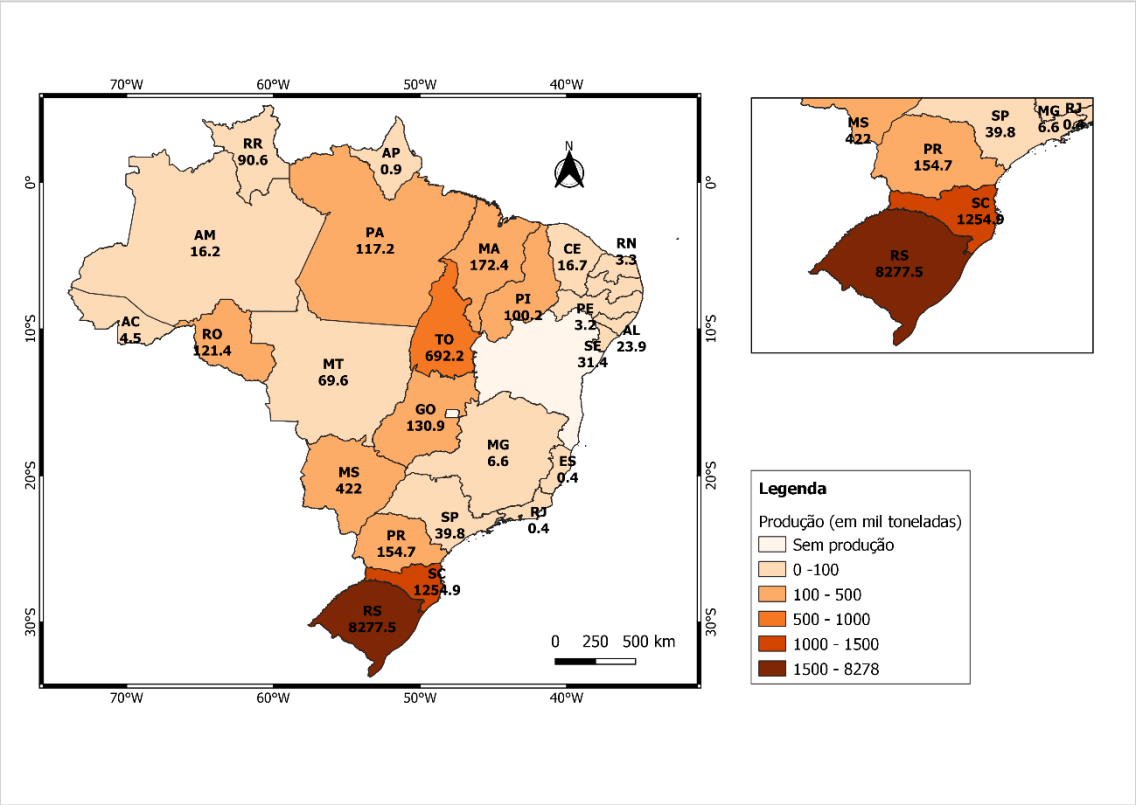


Figura 1 – Produção de arroz no Brasil

Há cada ano, com a produção mundial de arroz crescendo, há também um aumento em relação a geração de resíduos do arroz. Existem dois tipos principais de resíduos do cultivo de arroz - a palha, que é a parte vegetativa da planta de arroz cortada na colheita dos grãos ou depois, e também a casca de arroz. Estima-se que cada quilograma de colheita de grãos é acompanhado pela produção de palha de arroz em uma quantidade de 1,0 - 1,5 kg (MAIORELLA, 1985), enquanto a casca de arroz é gerada numa quantidade de 0,22 kg a cada quilograma colhido (SILVA et al, 2021).

O resíduo lignocelulósico é um insumo de alto potencial para a produção de biocombustíveis, podendo garantir a segurança energética futura sem competir com os biocombustíveis de primeira geração (1-G). A composição estrutural da palha de arroz é constituída principalmente de celulose e hemicelulose e são essas frações que podem se converter, por meio de pré-tratamento e processos de hidrólise enzimática, respectivamente, em açúcares

pentose (xilose, arabinose) e hexose (glicose) e, posteriormente, estas podem ser fermentadas e transformadas em etanol (HASSAN *et al*., 2021). Assim, o presente artigo irá se limitar a palha de arroz como fonte de matéria-prima para produzir o biocombustível de viação pela via ATJ.

2. METODOLOGIA

2.1 Cálculo do potencial técnico de produção de etanol e biocombustível de aviação a partir da palha do arroz

O cálculo do potencial técnico visa identificar a quantidade de palha de arroz gerada e disponível anualmente, sendo que essa quantidade pode variar dependendo dos métodos de cultivo, condições ambientais, métodos de colheita e altura de corte do caule. O potencial foi dado em função da Equação 1, caracterizada pelo produto da produção da safra anual com a relação resíduo/produto e com fator de disponibilidade anual da palha de arroz, estimado pelo Inventário Energético de Resíduos Rurais como 40% (EPE, 2014).

$$P_{Disponível} = P * RRP * n \quad (1)$$

Onde: $P_{Disponível}$ é o potencial técnico da quantidade de palha de arroz em base seca gerada anualmente em tonelada; P é a quantidade da safra produzida anualmente em toneladas; RRP é uma razão resíduo-produto, adotada como sendo 1,24; n é o valor em porcentagem da disponibilidade aproveitada anualmente da palha de arroz, adotada como 40%.

A Equação 2 foi utilizada para calcular o potencial da produção de etanol.

$$P_{etanol\_disponível} = P_{Disponível} * Q_{etanol} \quad (2)$$

Onde: $P_{etanol\_disponível}$ é a quantidade técnica de etanol produzida anualmente em L; $P_{Disponível}$ é o potencial técnico da quantidade de palha de

arroz gerada anualmente em tonelada; Q_{etanol} é a produção de etanol em L por uma tonelada de palha de arroz, adotada como 253.

Para estimar a produção do biocombustível de aviação, adotou-se o valor de 269,2 kg de SAF por tonelada de etanol. Assim, a partir da Equação 3, foi possível estimar a produção de SAF a partir do etanol produzido com a palha de arroz.

$$P_{SAF\_disponível} = P_{etanol\_disponível} * Q_{SAF} \quad (3)$$

Onde: $P_{SAF\_disponível}$ é a quantidade de SAF disponível produzida a partir do processo de ATJ em kg/ano; $P_{etanol\_disponível}$ é a quantidade de etanol disponível produzida em L; Q_{SAF} é o valor disponivel produzido de SAF em kg por uma tonelada de etanol, adotado como 269,2.

Por fim, a densidade do etanol e do biocombustível foram utilizados para determinar o volume do potencial energético anual da quantidade de bioquerosene. O PCI do querosene de aviação também foi adotado para calcular o potencial energético anual do resíduo de palha de arroz. Os valores utilizados estão representados na Tabela 1.

Tabela 1 - Valores das diferentes propriedades dos combustíveis que foram usados nos cálculos deste estudo

Densidade do etanol hidratado (kg/m³)	Densidade do SAF (kg/m³)	PCI do QAV (GJ/m³)
810	735	32

Fonte: Adaptado de Capaz *et al*. (2021).

2.2 Análise da pegada de carbono

O objetivo e escopo do estudo é estimar e avaliar a pegada de carbono (gCO_{2eq}/MJ) emitida durante o processo de produção de biocombustível de aviação a partir do processamento bioquímico do etanol, utilizando a palha de arroz como fonte de matéria-prima. As fronteiras do sistema produtivo

abrangeram a aquisição da matéria-prima até o uso do combustível (Figura 3). Com base nas diretrizes da ISO 14040 (ABNT, 2009), os impactos do cultivo de palha não foram incluídos, pois são resíduos agrícolas e não culturas energéticas dedicadas.

A unidade funcional (UF) foi de 1,0 MJ de biocombustível. Os dados e inventários adotados foram baseados e adaptados dos estudos de Silva *et al*. (2021), que coletaram os dados de um processo logístico real da palha de arroz cultivada em uma região do sul do Brasil, e também do estudo de Capaz (2021), que estimou a pegada de carbono para dez rotas produtivas de SAF no cenário brasileiro.

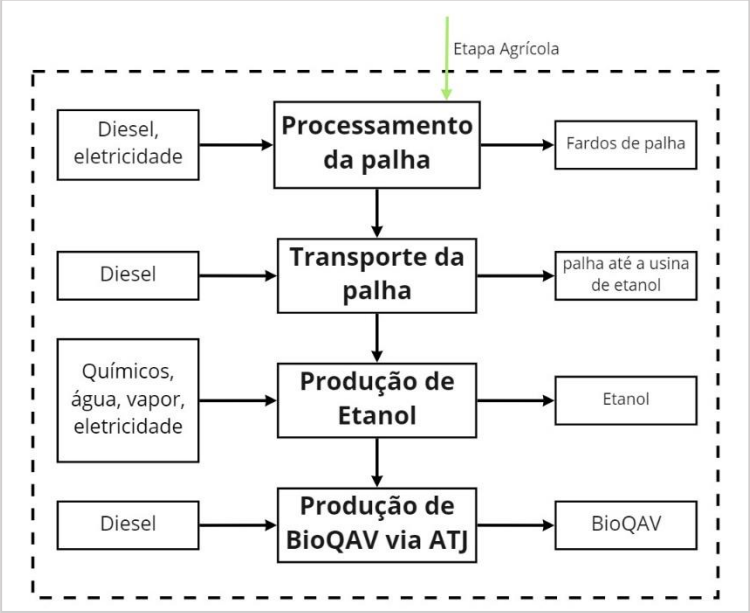


Figura 3 – Fronteira o Sistema

A primeira etapa do ciclo foi a coleta da palha de arroz, seguida pelo seu processamento, no qual foi considerado o diesel consumido na coleta e transporte dos fardos de palha. O terceiro estágio tratou do transporte, no qual diz respeito a quantidade de palha, número de viagens, distância percorrida e quantidade de diesel utilizado para transportar os resíduos até a planta de etanol. Por fim, a quarta e quinta etapa abordou a rota de produção, que engloba a

conversão bioquímica em etanol e a tecnologia ATJ, resultado no produto final, respectivamente.

A categoria de impacto analisada foi a pegada de carbono e o fator de emissão dos insumos foram aplicados com base nos dados disponibilizados pela RenovaCalc (versão 6.1) e também adotados com base nos estudos de Silva *et al*. e Soam *et al.* Por fim, assumiu-se alocação energética no processo de conversão da palha de arroz em etanol e mássica na etapa de produção de SAF.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Cálculo do potencial técnico de produção de etanol e biocombustível de aviação a partir da palha de arroz

O potencial técnico da palha de arroz foi estimado como base no rendimento anual da colheita de arroz da safra de 2020/2021. O potencial energético disponível produzido pela palha para cada região do Brasil, assim como para todo o país, está descrito na Tabelas 2.

Tabela 2 - Resultados do cálculo do potencial técnico da produção de etanol e SAF, a partir da palha de arroz

Região	Produção anual de arroz (mil t/ano)	Qnt. de palha de arroz gerada (mil t/ano)	Qnt. de etanol produzida (mil m³/ano)	Qnt. de SAF produzida (mil m³/ano)	Potencial energético (TJ/ano)
Norte	1.043,00	517,33	106.016,03	38,83	1.242,54
Nordeste	353,00	175,09	35.880,78	13,14	420,53
Sudeste	47,20	23,42	4.797,66	1,76	56,23
Sul	9.687,10	4.804,80	984.648,00	360,64	11.540,34
Centro-oeste	622,50	308,76	63.274,19	23,17	741,59
Brasil	11.752,80	5.829,40	1.194,62	437,54	14,01

Fonte: Autor (2022)

A partir dos resultados obtidos, pode-se notar o potencial brasileiro em produzir bioquerosene, com grande destaque para a região Sul, uma vez que o estado do Rio Grande do Sul e Santa Catarina são os maiores produtores

nacionais de arroz. Assim, com base nos parâmetros de produção e análise do potencial energético, é possível concluir que a palha de arroz traz perspectivas positivas para a produção de combustível sustentável de aviação no Brasil.

No ano de 2019, antes da pandemia do COVID-19, o consumo de querosene no Brasil foi aproximadamente 6,9 Mm^3. Ao comparar esse valor com a produção de bioquerosene a partir da palha de arroz, conclui-se que a produção do biocombustível corresponde a cerca de 6,3% do valor total da demanda de querosene do país. Outrossim, a produção de SAF anual poderia reduzir em aproximadamente 42% a dependência de importação do QAV, tendo em vista que o Brasil importou cerca de 1,04 Mm^3 em 2019. Ademais, ao fazer uma análise separada por região, a quantidade de biocombustível produzida poderia suprir o consumo de querosene em 95% do Sul, 67% do Centro-Oeste e 124% do Norte, ou seja, supriria totalmente a demanda da região e ainda teria biocombustível disponível.

3.2 Análise da pegada de carbono

A Análise da pegada de carbono apresentou um valor de 23,4 gCO_{2e}/MJ, o que equivale a um potencial de redução de 73% comparado com o querosene fóssil, que representa a 89 gCO2e/MJ (ANAC, 2021). A Figura 4 apresenta a análise contribucional do sistema, abordando as emissões de GEE nas etapas de processamento da palha, transporte, produção de etanol e produção de biocombustível de aviação.

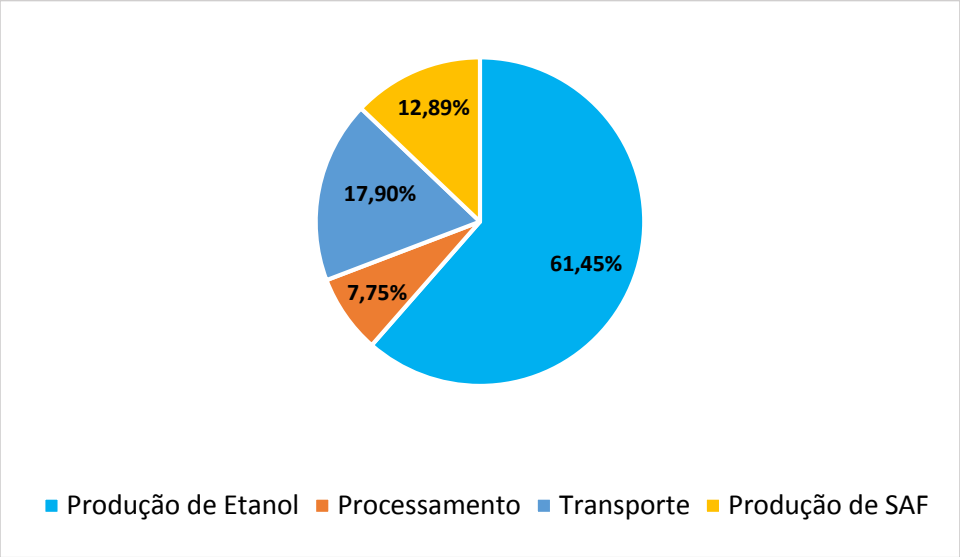


Figura 4 – Análise contribucional

Analisando os resultados obtidos, observa-se que a etapa de produção de etanol é predominantemente a maior contribuinte com a pegada de carbono do ciclo, representando 61,5% do resultado. Tal fato está atrelado, principalmente, a quantidade de enzimas utilizadas na etapa de hidrólise enzimática para produzir 1,0 MJ de biocombustível via ATJ, que necessita cerca de 12,7 kg. As demais etapas atingiram percentuais menores, sendo 7,8% no processamento da palha, 12,9% da produção de SAF e 17,9% para transporte da palha.

4. CONCLUSÃO

O Brasil tem a capacidade de produzir cerca de 437,5 mil m³ de biocombustível de aviação, o que representa 42% das importações brasileiras de QAV no ano de 2019. Além do mais, também possui um potencial energético de aproximadamente 14,00 TJ/ano. No país, a maior concentração da produção de arroz está na região Sul, portanto, a região concentra uma quantidade maior de palha dentre as demais regiões brasileiras. Isso demonstra a relevância que essa forma de produção de SAF pode ter no Sul do Brasil, potencialmente tornando sua matriz energética mais sustentável, além de gerar benefícios ambientais e econômicos para a região.

Os resultados da análise da pegada de carbono mostram que a palha de arroz demandada para produzir 1,0 MJ de biocombustível via ATJ é de 422 kg e a pegada de carbono do ciclo de vida é 23,4 gCO_{2eq}/MJ. Ao comparar com a pegada de carbono do querosene fóssil, equivalente a 89 gCO2e/MJ, nota-se que há uma redução de 73% do impacto ambiental. Dentro do ciclo de vida, a análise dos resultados aponta que a etapa da produção de etanol é a que mais contribui na emissão do ciclo de vida com uma participação de 61,5%. Nesse sentido, sugere-se que medidas sejam tomadas para melhorar a eficiência do processo e reduzir a emissão indireta causada pelo consumo de enzimas, por exemplo, reciclagem ou produção local da enzima.

Por fim, levando-se em conta a falta de estudos nacionais sobre a produção de biocombustível de aviação de palha de arroz, os resultados apresentados constituem uma importante contribuição e incentivo com as pesquisas de novas fontes de matérias-primas potenciais para a geração de bioenergia do país.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP (2020), Anuário Estatístico 2020, https://dados.gov.br/dataset/anuario-estatistico-2020.

ANP (2021), Importações e Exportações, 2019. https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/importacoes-e-exportacoes.

ANP (2021), Vendas de derivados de petróleo e biocombustíveis, 2018. https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/vendas-de-derivados-de-petroleo-e-biocombustiveis.

ATAG (2017), Beginner's Guide to Sustainable Aviation Fuel. Edition 3, November 2017.

ATAG (2020), Producing sustainable aviation fuel, Suiça https://aviationbenefits.org/environmental-efficiency/climate-action/sustainable-aviation-fuel/producing-sustainable-aviation-fuel/.

CAPAZ, R. S. Alternative aviation fuels in Brazil Environmental performance and economic feasibility. 2021. Dissertation (Doctorate in Energy Systems Planning) - University of Campinas (UNICAMP) and Technological University of Delft (Netherlands), 2021.

CONAB, Série histórica das safras, https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/serie-historica-das-safras?start=10.

CORTEZ, L. A. B.; NIGRO, F. E. B.; NOGUEIRA, L. A. H.; NASSAR, A. M.; CANTARELLA, H.; MORAES, M. A. F. D.; LEAL, R. L. V.; FRANCO, T. T.; SCHUCHARDT, U. F.; JUNIOR, R. B. Perspectives for Sustainable Aviation Biofuels in Brazil. International Journal of Aerospace Engineering, [s. l.], v. 2015, [s. n.], p. 1-12, 2015.

DOLIENTE, S. S.; NARAYAN, A.; TAPIA, J. F. D.; SAMSATLI, N. J.; ZHAO, Y.; SAMSATLI, S. Bio-aviation Fuel: A Comprehensive Review and Analysis of the Supply Chain Components. Frontiers in Energy Research, v. 8, n. 110, p. 1-38, July 2020.

EPE (2014), Inventário Energético de Resíduos Rurais, EPE, Rio de Janeiro.

HASSAN, M. K.; CHOWDHURY, R.; GHOSH, S.; MANNA, D.; PAPPINEN, A.; KUITTINEN, S. Energy and environmental impact assessment of Indian rice straw for the production of second-generation bioethanol. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 47, p. 1-12, March 2021.

IZQUIERDO, A. G. R.; CASTRO, F. I. G.; ANTONIO, C. G.; HERNÁNDEZ, S.; ERRICO, M. Intensification of the alcohol-to-jet process to produce renewable aviation fuel. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification, v.160, p.1-11, March 2019.

MILANEZ, A. Y.; MAIA, G. B. S.; GUIMARÃES, D. D.; FERREIRA, C. L. A. Biocombustíveis de aviação no Brasil: uma agenda de sustentabilidade. BNDES, Rio de Janeiro, v. 28 n. 56, p. 361-398, dez. 2021.

NOGUEIRA, L. A. H.; CAPAZ, R. S.; LORA, E. S. Bioenergia no brasil: onde estamos e quais nossos horizontes. Revista Brasileira de Energia, Itajubá, v. 27, n. 3, ago. 2021.

SHARMA, A.; SINGH, G.; ARYA, S. K. Biofuel from rice straw. Journal of Cleaner Production, v. 277, p. 1-20, 2020.

SINGH, R.; SRIVASTAVA, M.; SHUKLA, A. Environmental sustainability of bioethanol production from rice straw in India: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 54, p. 202-2016, Jan 2015.

SOUZA, L. P.; HAMEDANI, S. R.; LORA, E. E. S.; PALACIO, J. C. E.; COMODI, G.; VILLARINI, M.; COLANTONI, A. Theoretical and technical assessment of agroforestry residue potential for electricity generation in Brazil towards 2050. Energy Reports, v. 7, p. 2574-2587, 2021.

WANG, W. C.; TAO, L. Bio-jet fuel conversion technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 801-822, Jan 2016.

PESQUISA DE POSSE E HÁBITOS DE USO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS DO PROCEL: UM ESTUDO DE CASO PARA VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Aretha Abdallah Colonheis[1]; Juliani Chico Piai Paiva[1]

[1]*Universidade Estadual de Londrina*

RESUMO

A Pesquisa de Posse e Hábitos de uso de equipamentos elétricos (PPH) é um instrumento auxiliar para o planejamento energético no País. Considerando as dimensões continentais do Brasil, as amostras regionais/estaduais que compõe o levantamento de dados são pequenas, viabilizando assim o desenvolvimento da pesquisa. Apesar disso, espera-se que exista uma proximidade entre os dados apurados pela PPH e a realidade da população. Neste caminho, o presente artigo propõe avaliar a aderência dos resultados obtidos com a pesquisa em comparação a um levantamento de dados em campo, na cidade de Londrina-PR. Os resultados obtidos demonstram existir aderência quando a comparação é realizada em menor escala, no caso o município. Entretanto, quando comparados aos resultados do estado do PR, essa proximidade existe somente para os itens considerados essenciais, como chuveiro, geladeira e iluminação. Dessa forma, o resultado apresentado para o estado deve ser melhor avaliado nas diferentes classes socioeconômicas para validar o uso da PPH como instrumento para o planejamento energético.

Palavras-chave: PPH; Planejamento Energético; Pobreza Energética; Uso Consciente de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The Possession and Habits of Use of Electrical Equipment Survey (PHS) is an auxiliary instrument for energy planning in the country. Considering the continental dimensions of Brazil, the regional/state samples that make up the data collection are small, thus enabling the development of the research. Despite

this, it is expected that there is a proximity between the data collected by the PHS and the reality of the population. In this way, the present article proposes to evaluate the adherence of the results obtained with the research in comparison to a survey of data in the field, in the city of Londrina-PR. The results obtained demonstrate that there is adherence when the comparison is carried out on a smaller scale, in this case the municipality. However, when compared to the results of the Paraná state, this proximity exists only for items considered essential, such as shower, refrigerator and lighting. Thus, the result presented for the state should be better evaluated in the different socioeconomic classes to validate the use of PHS as an instrument for energy planning.
Keywords: PHS; Energy planning; Energy poverty; Energy efficiency.

1. INTRODUÇÃO

A Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos (PPH) teve início em 1988, e após um período ausente, foi realizada novamente em 2019 (PROCEL, 2006). Trata-se de um instrumento importante para auxiliar na tomada de decisões, por parte dos planejadores, do setor de energia elétrica. A coordenação da PPH é do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), e baseia-se na aplicação de questionários nos diversos setores consumidores: comercial, industrial e residencial. Dessa forma, uma extensa base de dados é construída, retratando a realidade das regiões e estados brasileiros.

A classe residencial vem apresentando um crescimento significativo na composição da demanda por energia elétrica no Brasil. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), o consumo final de energia elétrica no Brasil no ano de 2019 apresentou um acréscimo de 1,4% em relação ao ano anterior (EPE, 2020). Esse aumento no consumo pode estar relacionado com a melhora da qualidade de vida da população brasileira na época. Isso ocorre, pois, um incremento na renda impacta em um maior acesso aos equipamentos eletroeletrônicos que trazem conforto para as residências.

Considerando esses fatos, é de extrema importância compreender melhor como são os hábitos de consumo de energia elétrica da população, bem como suas posses de equipamentos elétricos. Com estas informações, medidas mais assertivas podem ser tomadas na criação de programas e políticas públicas.

Neste sentido, a PPH, realizada pelo PROCEL, traz informações relevantes. No entanto, o maior grau de estratificação é municipal, e sabe-se que em uma mesma cidade existem realidades muito distintas devido a distribuição desigual de renda no País. Por isso, o presente artigo objetiva avaliar a aderência da PPH 2019 com a realidade da população moradora de um Residencial de baixa renda localizado em Londrina, segundo maior município do estado do Paraná

Para isso foi realizado um levantamento bibliográfico, considerando as PPHs realizadas no Brasil e a distribuição desigual de renda, além da ferramenta matemática adequada para o estudo de aderência ao qual o artigo se propõe. Na sequência foi apresentada a metodologia desenvolvida, bem como os resultados, discussões e conclusões do estudo.

2. A PPH E A ESTRATIFICAÇÃO SOCIOECONOMICA

A primeira Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos (PPH) ocorreu em 1988. Nela, pesquisadores orientados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), por meio do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), aplicaram o questionário em 291 municípios do Brasil todo e Distrito Federal. Contando com o auxílio das concessionárias locais, foi possível realizar a abordagem em todas as regiões brasileiras. Até então outras três pesquisas foram feitas, nos anos de 1997/98, 2004/06 e a última 2018/19 (PROCEL, 2006).

Tais pesquisas são realizadas com o intuito de orientar no planejamento de ações do setor elétrico para o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEF), o Plano Nacional de Energia (PNE), o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), entre outros (PROCELINFO, 2019). Por isso, as PPH são consideradas importantes para a tomada de decisões no setor público e privado,

além de direcionar o destino dos investimentos com foco em eficiência energética (PROCEL, 2006).

Entretanto, para que o planejamento seja efetivo deve existir uma aderência significativa entre a realidade das famílias e o apresentado na amostra da pesquisa. Ainda, deve-se considerar a influência direta das condições socioeconômicas das famílias nas posses e hábitos de uso de equipamentos elétricos, bem como a realidade climática de cada região. Por isso, o presente artigo concentra sua análise em uma amostra geograficamente específica, de forma a eliminar a variabilidade climática e se concentrar somente na socioeconômica.

Para isso, é necessário segmentar a população economicamente. O Critério de Classificação Econômica Brasil (CCEB) foi o utilizado na PPH e na amostra obtida em campo (ABEP, 2019). Nele, características domiciliares, como a quantidade de itens que proporcionam conforto ao domicílio, o grau de escolaridade do chefe de família, entre outros, são considerados e pontuados, classificando as famílias de acordo com as pontuações alcançadas nas faixas A (R$25.554,33), B1 (R$11.279,14), B2 (R$5.641,64), C1 (R$3.085,48), C2 (R$1.748,59), D/E(R$719,81).

Como país signatário dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, a erradicação da pobreza e o acesso à energia elétrica que se possa pagar são pontos relevantes para o Brasil. Por isso, a faixa D/E da classificação CCEB merece atenção especial.

3. FERRAMENTAS MATEMÁTICAS

Os cálculos matemáticos são utilizados na estatística para medir dados, e assim, fornecer diversas informações sobre eles. Existem medidas que conseguem representar um conjunto de informações através de um único dado, que são conhecidas como medidas de posição ou de tendência central e, até mesmo, medidas capazes de mostrar o grau de variação entre informações de um conjunto, que são as medidas de dispersão ou de variabilidade (FREIRE, 2021) (NETO, 2002).

3.1. Medidas de posição

As medidas de posição, ou de tendência central, buscam sintetizar um conjunto de dados da variável desejada em uma única medida. As principais medidas de posição estudadas na estatística são: média, mediana e moda.

- Média Aritmética Simples: definida como uma medida representativa que resume um conjunto de dados (FEIJOO, 2010). Vantagem: seu cálculo envolve todos os termos do conjunto; Desvantagem: valores extremos no conjunto de dados leva à imprecisão dos resultados.
- Média Aritmética Ponderada: é utilizada quando os dados do conjunto possuem pesos ou frequências diferentes (CAZORLA; SANTANA; UTSUMI, 2019).
- Mediana: é o termo que se encontra no meio da distribuição, crescente ou decrescente, do conjunto em questão (CARVALHO, 2011).
- Moda: é o valor que ocorre com a maior frequência no conjunto, podendo ele não possuir ou possuir mais de uma moda (FEIJOO, 2010).

Para a utilização de cada uma das medidas de posição nos estudos estatísticos, é necessário analisar a forma da distribuição do mesmo. No caso em que a distribuição é perfeitamente simétrica a média, mediana e moda são equivalentes. Em uma distribuição assimétrica, a mediana se torna a melhor opção de escolha para pesquisadores (FEIJOO, 2010).

3.2. Medidas de dispersão

As medidas de dispersão analisam a distância dos valores do conjunto estudado em relação à média, ou seja, verifica se o conjunto de dados é homogêneo ou heterogêneo. Assim, pode-se dizer que são capazes de verificar se a média está sendo uma boa representação do conjunto ou não, mostrando o nível de confiabilidade da amostra estudada. As principais medidas de dispersão estudadas na estatística são: amplitude, variância, desvio padrão e coeficiente de variação.

- Amplitude: calculada através da diferença do elemento de valor mais alto do conjunto com o de valor mais baixo - medida imprecisa;
- Variância amostral: é uma medida estatística da dispersão dos dados ao redor da média do conjunto em questão. Ela é definida como a média dos desvios da média elevados ao quadrado (FEIJOO, 2010);
- Desvio padrão: é uma representação da dispersão dos dados da amostra em relação à média. Ele é definido como a raiz quadrada da variância;
- Coeficiente de variação: é a razão entre o desvio padrão e a média ou mediana. Essa razão revela o quanto a média ou a mediana da amostra representa a população, demonstrando assim a confiabilidade dessas medidas para as análises estatísticas. Quanto menor este coeficiente, melhor a representação da população. O Coeficiente de Variação de Pearson (CV_1) é a razão entre o desvio padrão e a média $CV_1 = \frac{S}{\bar{X}}$, onde s é o desvio padrão e $\bar{x}$ é a média aritmética. Já o Coeficiente de Variação de Tharudike (CV_2) é a razão entre o desvio padrão e a mediana $CV_2 = \frac{s}{M_d}$, onde s é o desvio padrão e M_d é a mediana.

4. METODOLOGIA

Foram consultadas as planilhas disponibilizadas pela PPH e observou-se a possibilidade de identificação dos municípios. No estado do Paraná, 625 famílias participaram da pesquisa, enquanto na cidade de Londrina foram obtidas 71 respostas somente.

Além disso, foi realizada uma pesquisa de campo entre os meses de novembro de 2017 e janeiro de 2018, em Londrina-PR, especificamente no Residencial Vista Bela (implantado pelo extinto Programa Minha Casa Minha Vida do Governo Federal) (PIAI, 2019). A pesquisa obteve 194 respostas (erro de 5 a 6% e grau de confiança de 90%) e foram levantadas também informações socioeconômicas. Com isso, foi possível estabelecer, seguindo a metodologia da PPH, que se trata de uma amostra pertencente a Classe D/E. Entretanto, uma

das limitações da pesquisa foi levantar dados de hábitos de uso. Por isso, o estudo concentra sua análise nas posses de equipamentos elétricos.

Dessa forma, medidas de posição e variabilidade foram utilizadas para as análises estatísticas comparativas entre a PPH e a amostra obtida. O conceito de coeficiente de variação foi a referência utilizada para medir a aderência da PPH à realidade encontrada em campo. Para isso, foram utilizados os coeficientes de variação de Pearson (CV_1) e Tharudike (CV_2), considerando o seguinte critério: se $CV_1 < 50\%$ adota-se a média; se $CV_1 > 50\%$ e $CV_2 < 50\%$ adota-se a mediana e se $CV_1 > 50\%$ e $CV_2 > 50\%$ adota-se a moda.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 1 apresenta, em percentagem, a quantidade de domicílios que possuem os equipamentos elétricos listados. Residencial Vista Bela refere-se a pesquisa de campo, PPH – Londrina e PPH – PR referem-se aos dados obtidos na PPH para a Classe D/E. Para a posse de equipamentos elétricos, tem-se:

- Chuveiro elétrico: 88% das residências do Vista Bela, 59% de Londrina e 72% do Paraná;
- Iluminação: praticamente 100% dos lares;
- Geladeira: altas percentagens no Residencial Vista Bela e no Paraná, superando 97% em ambos. Por outro lado, nota-se uma grande diferença quanto às posses na cidade de Londrina, com 88,73%;
- Televisão: alto índice de residências com posse, nas três localidades em questão. Mesmo não sendo um item essencial, se tornou muito acessível e comum para o lazer das famílias. Percebe-se que a localidade com menor número de domicílios que possuem esse item é a cidade de Londrina, 90,14%. Já no Residencial Vista Bela são 95,36%, e 95,84% no Paraná;
- Máquina de lavar roupas: O local com maior percentagem de residências com posse desse item é o Residencial Vista Bela, 91,24%. Na sequência, encontra-se o estado do Paraná, com 88,80% e Londrina com 80,28%.

Quanto aos demais equipamentos elétricos, percebe-se uma semelhança, quanto à posse do ar condicionado, freezer e micro-ondas. Sabe-se que os três equipamentos são considerados não essenciais. Ao analisar a Figura 1, é possível identificar uma certa correspondência quanto à sua disposição, com o Paraná sempre com o maior número de posses, seguido por Londrina e o Residencial Vista Bela, nesta ordem. Por outro lado, quanto à posse do ventilador e do ferro de passar roupas, o Paraná continua sendo o que possui uma percentagem maior de residências com esses dois itens, porém, dessa vez é sucedido pelo Residencial Vista Bela e Londrina.

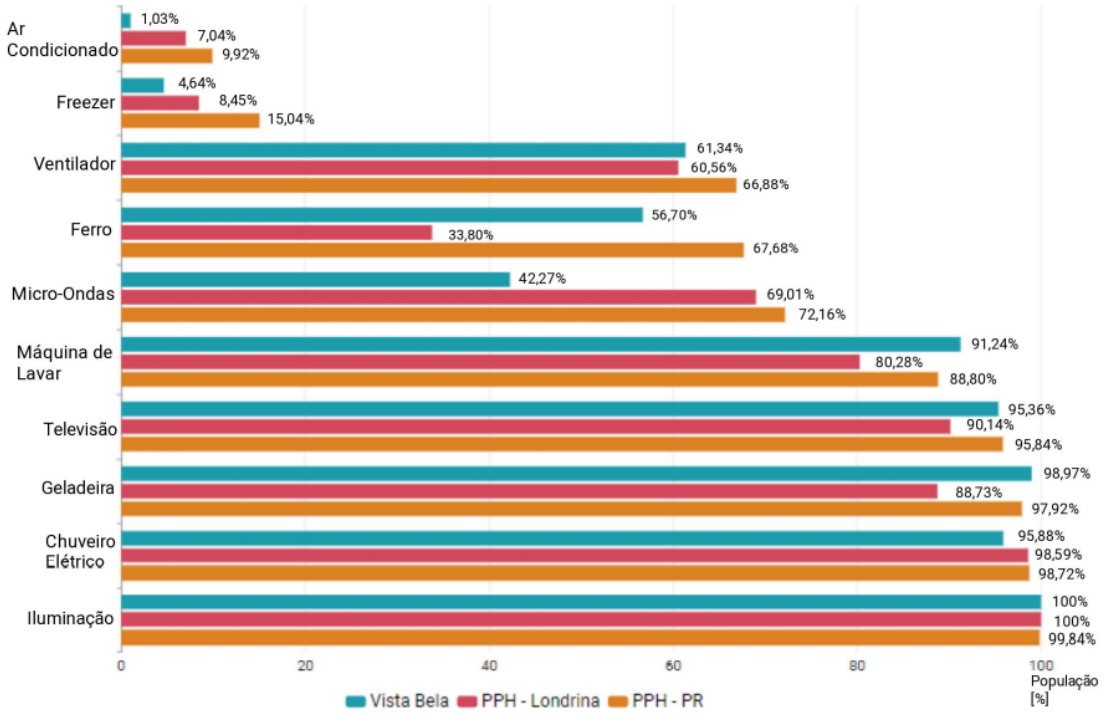
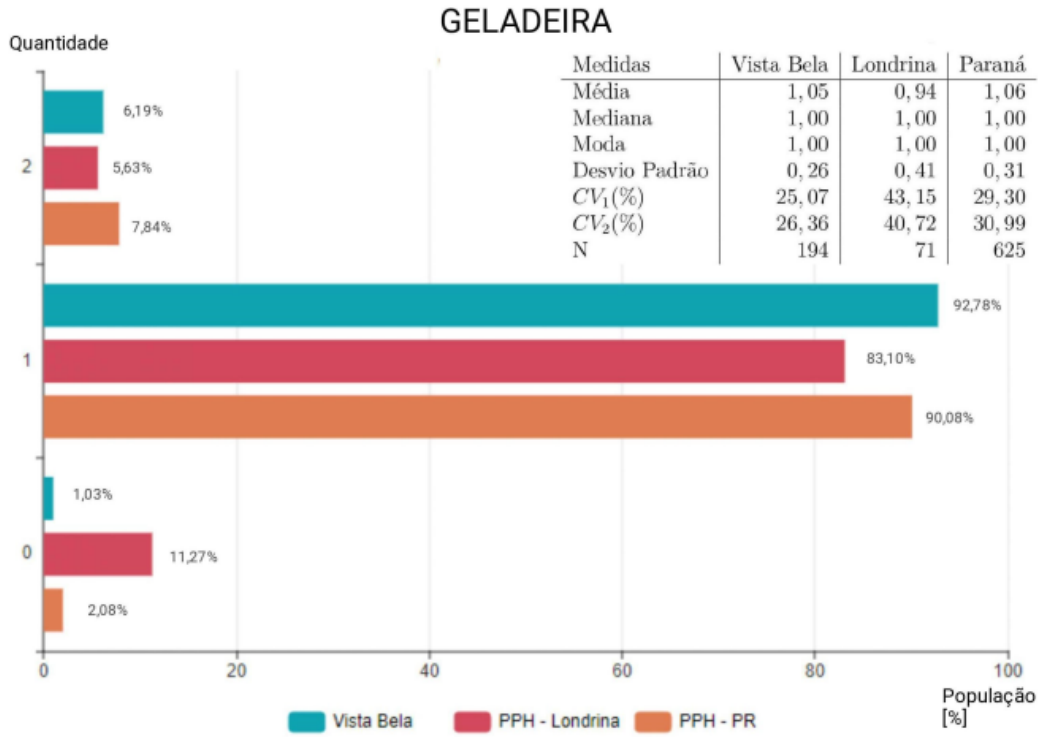


Figura 1 – Percentagem de domicílios que possuem os itens eletroeletrônicos listados Vista Bela e PPH

Na sequência foram obtidas as medidas de posição e dispersão de todos os equipamentos listados na Figura 1. Por exemplo, a Figura 2 apresenta a análise da geladeira.



Medidas	Vista Bela	Londrina	Paraná
Média	1,05	0,94	1,06
Mediana	1,00	1,00	1,00
Moda	1,00	1,00	1,00
Desvio Padrão	0,26	0,41	0,31
$CV_1(\%)$	25,07	43,15	29,30
$CV_2(\%)$	26,36	40,72	30,99
N	194	71	625

Figura 2 – Posse Média da Geladeira por Domicílio — Vista Bela/Londrina/Paraná

As Tabelas 1 e 2 apresentam a análise de aderência entre a PPH e a amostra obtida em campo, considerando os Coeficientes de Variação de Pearson $\boldsymbol{CV_1}$ e Tharudike $\boldsymbol{CV_2}$. Ao analisar os dados, agora agrupados, percebe-se que a realidade observada no estado do Paraná diverge da realidade da cidade de Londrina e do Residencial Vista Bela, transcendendo-as.

A Tabela 1 apresenta a posse média, por residência, de cada um dos equipamentos elétricos listados com base na análise de seu coeficiente de variação para cada uma das três localidades, Residencial Vista Bela, PPH Londrina e PPH/PR. A Tabela 2 mostra a percentagem de domicílios que possuem os equipamentos.

Tabela 1 – Posse Média de Equipamentos Elétricos por Residência — Conforme Análise dos Coeficientes de Variação (CV_1 e CV_2)

Equipamentos Elétricos		Vista Bela	Londrina	Paraná
Essenciais	Chuveiro Elétrico	0,97	1,00	1,21
	Geladeira	1,05	0,94	1,06
Não Essenciais	Ar Condicionado	0,00	0,00	0,00
	Ferro de Passar	1,00	0,00	1,00
	Freezer	0,00	0,00	0,00
	Máquina de Lavar	0,91	1,00	0,91
	Micro-Ondas	0,00	1,00	1,00
	Televisão	1,21	1,00	1,00
	Ventilador	1,00	0,00	1,00

Tabela 2 – Residências com Posse de Equipamentos Elétricos em Percentagem (%)

Equipamentos Elétricos		Vista Bela	Londrina	Paraná
Essenciais	Chuveiro Elétrico	95, 88%	98, 59%	98, 72%
	Geladeira	98, 97%	88, 73%	97, 92%
	Iluminação	100, 00%	100, 00%	99, 84%
Não Essenciais	Ar Condicionado	1, 03%	7, 04%	9, 92%
	Ferro de Passar	56, 70%	33, 80%	67, 68%
	Freezer	4, 64%	8, 45%	15, 04%
	Máquina de Lavar	91, 24%	80, 28%	88, 80%
	Micro-Ondas	42, 27%	69, 01%	72, 16%
	Televisão	95, 36%	90, 14%	95, 84%
	Ventilador	61, 34%	60, 56%	66, 88%

Com isso, é possível constatar que estudos e programas que envolvam apenas fronteiras estaduais se tornam cada vez mais ineficientes, uma vez que é difícil replicar a realidade em macro escala. No entanto, no caso em questão, uma análise municipal se torna suficiente para que ambos, Londrina e o Residencial Vista Bela, tenham suas necessidades evidenciadas simultaneamente.

6. CONCLUSÕES

Os dados encontrados, tanto os que representam a PPH do Paraná e da cidade de Londrina, quanto a própria pesquisa realizada no Residencial Vista Bela, orientou a constatação de quais são os equipamentos mais utilizados na região em estudo e do grupo selecionado (classe D/E). Estudando a PPH foi possível observar que a prioridade da obtenção e do uso de um eletrodoméstico não está somente associada à condição financeira e à proposta mercadológica, mas também às condições geográficas, como, por exemplo, as interferências climáticas e culturais de determinada região.

Itens como geladeira e chuveiro elétrico foram considerados como essenciais e estão presentes em praticamente todas as residências. No Residencial Vista Bela, é possível perceber um déficit quanto à posse do chuveiro elétrico. Entende-se que isso ocorre devido à instalação de aquecedores solares de água juntamente aos chuveiros das residências, causando, assim, um impasse por parte das famílias ao responderem ao questionário. Além disso, a geladeira, segundo a PPH Londrina, possui um coeficiente de variação (CV_1) de 43,15%, enquanto o Residencial Vista Bela e o Paraná possuem coeficientes que variam de 25% a 29%. Isso mostra que a extensão da variabilidade em relação à média de Londrina, é superior à variação encontrada no Residencial Vista Bela e no Paraná, em relação às suas médias.

Por outro lado, itens não essenciais não demandam políticas ou programas específicos. Sua posse está diretamente ligada à renda de cada família. Por isso, programas que gerem novos empregos e renda são de extrema importância para melhorar a qualidade de vida da população paranaense de baixa renda. Além disso, como a televisão recebeu destaque, apesar de não ser um item essencial, possui um alto grau de inserção nas residências, principalmente das famílias de baixa renda. Constata-se, então, este o melhor meio de comunicação, com maior alcance, dentro das comunidades.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEP. Critério de Classificação Econômica Brasil. 2019. Disponível em: <http: //www.abep.org/criterioBr/01_cceb_2019.pdf>. 4

CARVALHO, J. I. F. de. Média Aritmética nos Livros Didáticos dos Anos Finais do Ensino Fundamental. 2011. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/3728/1/arquivo2878_1.pdf>. 5

CAZORLA, I.; SANTANA, E.; UTSUMI, M. The Conceptual Field Of Arithmetic Media: A First Conceptual Approach. 2019. Disponível em: <https://periodicos.ufsc.br/index.php/revemat/article/view/1981-1322.2019.e62827/40963>. 5

EPE. Balanço Energético Nacional 2020 —- Ano base 2019. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/balanco-energetico-nacional-2020-ano-base-2019>. 2

FEIJOO, A. M. A pesquisa e a estatística na psicologia e na educação. [s.n.], 2010. ISBN 978-85-7982-048-9. Disponível em: <https://www.google.com.br/books/edition/A_pesquisa_e_a_estatística_na_psicologi/VlMDCgAAQBAJ?hl=pt-BR&gbpv=1&dq=

media+aritmética&printsec=frontcover>. 5

FREIRE, S. Medidas de Tendência Central e Dispersão. 2021. Disponível em: <http://www.lampada.uerj.br/arquivosdb/_book/medidasTendenciaDispersao.html>. 5

NETO, P. C. Estatística. [s.n.], 2002. 1 p. ISBN 978-85-212-0300-1. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=lang_pt&id=6LuxDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA1&dq=O+QUE+É+ESTATISTICA&ots=pViPu5hxQW&sig=fJvDj_ExLvJJQ7I2Hf3LGOaavcM#v=onepage&q&f=false>. 5

PIAI, J. C. Pobreza Energética: um Indicador Baseado na Capacidade de Pagamento por Serviços de Energia Elétrica no Brasil. 2019. Disponível em: <http://lattes.cnpq.br/1773894280068036>. 7

PROCEL. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Consumo de Energia. 2006. Disponível em: <http://www.procel.gov.br/data/Pages/LUMIS05070313PTBRIE.htm>. 2

PROCELINFO. Pesquisa atualiza a posse de equipamentos elétricos e hábitos de consumo nas residências brasileiras. 2019. Disponível em: <https://bityli.com/n3clJ>. 4

PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: UMA METODOLOGIA BASEADA EM COMPENSAÇÕES ESTIMADAS PARA GRUPOS DE TRANSFORMADORES

Lara Colognese de Almeida[1]; Roberto Chouhy Leborgne[1]; José David Doria-Garcia[1]; Gustavo Lima Aschidamin[1]i; Elias Malta Martini[1]; Mariana Resener[2]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Sul; [2]Simon Fraser University

RESUMO

O planejamento das redes de distribuição elétrica é de suma importância para a qualidade do serviço oferecido pelas empresas distribuidoras de energia. A qualidade do serviço é avaliada através dos indicadores de continuidade. Caso as empresas não forneçam energia dentro dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador, essas serão penalizadas através das compensações financeiras, pagas aos consumidores. Portanto, entende-se que é de interesse das distribuidoras minimizar os gastos gerados pela violação desses limites. Neste contexto, este artigo propõe um método de análise que visa identificar os pontos críticos da rede, bem como as causas que mais contribuem para as compensações financeiras aos clientes.

Palavras-chave: Planejamento; Compensações financeiras; Interrupções; Análise histórica; Confiabilidade.

ABSTRACT

The planning of electrical distribution networks is of paramount importance for the quality of service offered by distribution companies. The quality of service is assessed through reliability indices. If companies do not supply energy within the standards established by the regulator agency, they will be penalized through financial compensation paid to consumers. Therefore, it is of the interest of distributors to minimize the expenses generated by the violation of these limits. In this context, this article proposes a method of analysis that aims to identify the

critical points of the network, as well as the causes that most contribute to the financial compensations to customers.

Keywords: Planning, Financial Compensation, Interruptions, Historical analysis, Reliability.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece a metodologia para apuração e os limites dos indicadores de continuidade coletivos e individuais, definindo padrões e responsabilidades (ANEEL, 2022). Os indicadores são apurados pelas distribuidoras de energia a fim de garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica. São previstas compensações financeiras aos consumidores pela ocorrência de transgressão dos limites dos indicadores individuais. Dentro deste contexto, as distribuidoras de energia elétrica necessitam de ferramentas para guiar a tomada de decisão no planejamento da manutenção e expansão da rede de distribuição da sua área de atuação, para assim reduzir os gastos advindos da violação dos limites estabelecidos pelo órgão fiscalizadores.

O cálculo das compensações financeiras é realizado através dos valores dos indicadores: Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora (DICRI) (ANEEL, 2022).

Na literatura técnica, são encontrados esforços para lidar com a avaliação dos dados da distribuidora de energia, de modo a fornecer a avaliação da confiabilidade da rede de distribuição. Em (CLAVIJO-BLANCO & ROSENDO-MACÍAS, 2020), são utilizados os dados das ocorrências de interrupções não programadas da rede de distribuição, que usualmente são armazenados no banco de dados da distribuidora de energia. Neste estudo, é proposta a avaliação das causas de falhas originadas na rede de distribuição e a estimação de taxas de falhas para os componentes da rede.

Em (GONO ET AL, 2012), são apresentados resultados de confiabilidade dos equipamentos em redes de distribuição através da análise de dados coletados de falhas e interrupções de uma empresa distribuidora. Os autores desenvolvem um processo computacional que avalia o tempo médio de duração dos eventos além da classificação das falhas em função das suas causas. Em (GILVANEJAD ET AL., 2017), a confiabilidade tem um papel principal no planejamento e na operação de sistemas de distribuição. Um algoritmo foi desenvolvido para estimar falhas aleatórias em redes durante sua vida útil. Nesse estudo, as interrupções programadas foram separadas das interrupções devido a falhas aleatórias e foram realizadas análises estatísticas a partir de um histórico disponível de dados de falha em um sistema de distribuição.

Em (MORADKHANI ET AL., 2014), a principal aplicação das bases de dados históricas é determinar um modelo de confiabilidade diferente para cada equipamento na rede de distribuição elétrica e com isso indicar diferentes condições de operação e manutenção. Os autores destacam a importância da correta alocação de recursos e, portanto, se faz necessária a implementação de modelos de confiabilidade sofisticados. Em (ALVEHAG & SÖDER, 2012), é proposto um método que investiga como as mudanças na qualidade dos parâmetros de rede afetam o desempenho econômico de uma estratégia de investimento. A duração de interrupção é parte essencial do método, sendo utilizada para a avaliação dos benefícios de obras e modificações na rede.

Apesar da literatura identificar a importância da avaliação histórica dos fatores de confiabilidade e propor modelos de investigação de causas de interrupções, compreende-se que relacionar estes métodos com uma avaliação econômica das compensações financeiras é de suma importância para fornecer às empresas distribuidoras um diagnóstico completo da confiabilidade das redes de distribuição de energia elétrica.

Neste contexto, o método proposto neste artigo concentra-se na identificação dos pontos críticos da rede de distribuição através do cálculo de compensações financeiras pela violação dos indicadores de continuidade

individuais (FIC, DIC e DMIC). Visa-se oferecer uma análise monetária do volume das penalidades pagas ao longo de um determinado período histórico, com o objetivo de entender e quantificar o impacto que as violações dos indicadores têm para a distribuidora de energia. Adicionalmente à identificação das regiões críticas, são analisadas as causas das falhas relacionadas às interrupções que mais impactam nas compensações financeiras aos consumidores. Sendo assim, além de fornecer às distribuidoras de energia a localização geográfica da origem do problema, também serão indicadas as causas das falhas.

2. MÉTODO PROPOSTO

O método proposto utiliza informações dos indicadores de confiabilidade do banco de dados da empresa distribuidora de energia para realizar o cálculo das compensações financeiras, e os dados de interrupções para apresentar a avaliação das causas de falhas na rede, através de algoritmos desenvolvidos em *Python*.

2.1 Cálculo das Compensações Financeiras

As fórmulas para o cálculo das compensações financeiras foram adotadas diretamente do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) (ANEEL, 2022) e são expressas em (1) para o DIC, (2) para o FIC e (3) para o DMIC:

$$VB_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1\right) \cdot DIC_p \cdot \frac{EUSD_{medio}}{730} \cdot kei \quad (1)$$

$$VB_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1\right) \cdot FIC_p \cdot \frac{EUSD_{medio}}{730} \cdot kei \quad (2)$$

$$VB_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1\right) \cdot DMIC_p \cdot \frac{EUSD_{medio}}{730} \cdot kei \quad (3)$$

onde, os parâmetros DIC_v, FIC_v, e $DMIC_v$ são indicadores verificados no período considerado. Estes foram fornecidos pela empresa distribuidora em planilhas mensais, contemplando ao total 36 meses de análise. Já os parâmetros DIC_p, FIC_p, e $DMIC_p$ correspondem aos valores limite, e foram obtidos nas planilhas disponibilizadas pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022). O $EUSD_{medio}$ é a média aritmética dos Encargos do Uso de Sistemas de Distribuição, correspondentes aos meses de apuração do indicador. O valor 730 corresponde ao número médio de horas no mês. Por fim, o kei é o coeficiente de majoração, cujo valor é fixado em 15 para UC atendida em Baixa Tensão.

Vale ressaltar que outros critérios devem ser observados, tais como valores máximo e mínimo de compensação. O valor mínimo da compensação é fixado em R$0,01 (um centavo de real), e o valor máximo é estipulado como 10 vezes o valor do $EUSD_{medio}$, em caso de violação do limite mensal. No caso de mais de um indicador superar o limite, apenas o maior valor de compensação será considerado. Ademais, as compensações devido à violação do indicador DICRI não estão contidas no escopo do trabalho.

Portanto, foi possível calcular as compensações mensais de cada unidade consumidora para os três anos. Para o diagnóstico histórico, escolheu-se um período de três anos e, assim, somaram-se os valores mensais, obtendo-se uma compensação financeira total para o período considerado.

2.2 Concentração das Compensações Financeiras

As compensações financeiras das unidades consumidoras foram agregadas para cada transformador de distribuição em função dos consumidores conectados nele. A fim de apresentar os dados das compensações financeiras para a distribuidora, escolheu-se a representação por meio de gráficos de Pareto. Essa representação consiste em dois gráficos relacionados: o primeiro é um gráfico de barras que apresenta as compensações financeiras individuais de uma porcentagem de transformadores, já o segundo é uma curva que representa a porcentagem total de compensações acumuladas.

A funcionalidade destes gráficos é propor uma visualização clara e rápida do problema, já que neles será possível observar a concentração das compensações financeiras em determinados transformadores. A partir dessa informação, será possível classificar o grupo de transformadores que geram maiores despesas para a distribuidora e, portanto, o grupo no qual devem-se concentrar esforços para reduzir os gastos. Este grupo é denominado de transformadores críticos.

2.3 Causas das Falhas nos Transformadores Críticos

Tendo em vista que para solucionar os problemas nos transformadores críticos as empresas distribuidoras precisam ter conhecimento de quais são as causas das falhas, se faz necessária a verificação e classificação da origem da falha.

Para identificação das causas das falhas são analisadas planilhas que apresentam o histórico de interrupções ocorridas na rede de distribuição. As compensações financeiras estão diretamente ligadas às interrupções, pois é por meio da frequência e duração dessas que os valores das compensações são calculados.

O Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022) assegura as diretrizes relacionadas à coleta e armazenamento dos dados de interrupções. As informações neste banco de dados de interrupções estão listadas a seguir: código único da interrupção, estabelecido pela distribuidora; fato gerador; data, hora e minutos do início e restabelecimento da interrupção; número de unidades consumidoras atingidas pela interrupção; código de identificação de cada unidade consumidora; e nível de tensão onde o fato gerador foi verificado.

Ou seja, para obter as informações das causas das falhas, o responsável pelo planejamento da rede deve analisar o banco de dados da distribuidora, procurando pelas interrupções relativas aos transformadores críticos e identificando o fato gerador. Por este motivo, buscou-se apresentar as causas das falhas por meio de gráficos de setores.

2.4 Filtragem dos Registros Históricos de Ocorrências de Interrupções

A metodologia proposta prevê a aquisição dos dados das ocorrências de interrupções presentes nos registros históricos. Com o objetivo de obter apenas as ocorrências que geram compensações financeiras foi necessário estabelecer critérios para filtrar as ocorrências.

O procedimento de filtragem das ocorrências foi desenvolvido com base nas principais características dos eventos de interrupção, originando os filtros a seguir descritos. Foram eliminadas as ocorrências com: duração inferior a três minutos; sem consumidores atingidos; programadas, e com origem na rede de baixa tensão.

3. ESTUDO DE CASO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Com a finalidade de validar o método proposto de avaliação da confiabilidade e análise de falhas da rede de distribuição, utilizou-se a base de dados que contém os registros históricos mensais do período de 2018 a 2020. Os dados contemplam registros de 8 conjuntos elétricos, que incluem 12 alimentadores de uma distribuidora de energia elétrica localizada no Sul do Brasil.

3.1 Análise das Compensações Financeiras

A Figura 1 apresenta os gráficos de Pareto para dois alimentadores. Nesses gráficos, é possível relacionar uma porcentagem de transformadores com o valor monetário em reais das compensações financeiras (nas barras), e com uma porcentagem de compensações financeiras acumuladas (nas linhas).

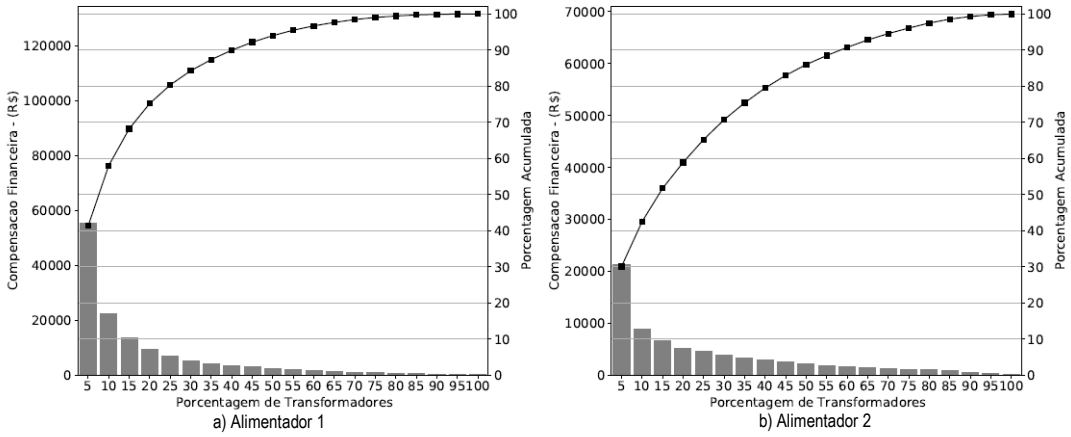


Figura 1 - Gráficos de Pareto para dois alimentadores de conjuntos distintos

Neste cenário, é possível analisar a concentração das compensações financeiras. Observa-se que para o alimentador da Figura 1a, cerca de 40% dos custos estão relacionados a apenas 5% dos transformadores do alimentador, e que aproximadamente 25% dos transformadores acumulam cerca de 80% das compensações nos 3 anos analisados. Já para o alimentador da Figura 1b, tem-se que 30% dos custos são representados pelos 5% de transformadores, e que são necessários 40% dos transformadores para atingir 80% das compensações. Com isso, verifica-se que alimentadores diferentes apresentam porcentagens distintas de transformadores críticos, justificando a importância destes gráficos para priorização de obras de expansão e manutenções na rede, e a consequente tomada de decisões. Portanto, os responsáveis pelo planejamento das empresas distribuidoras podem escolher a porcentagem de transformadores críticos a partir de critérios específicos e de acordo com os objetivos da empresa.

3.2 Resultado da Filtragem das Ocorrências de Interrupções

A aplicação dos filtros sobre os registros de interrupções resultou na diminuição do número total de ocorrências consideradas para a análise das causas de falhas. A Tabela 1 mostra o número de ocorrências antes e depois da filtragem, assim como a redução percentual.

Tabela 1 – Número de ocorrências por alimentador antes e depois da filtragem.

	Número de Ocorrências		
Alimentador	Sem filtro	Com filtro	Redução
AL1	8597	2024	76%
AL2	1313	265	80%
AL3	2003	398	80%
AL4	6240	466	93%
AL5	3582	195	95%
AL6	2833	110	96%
AL7	2464	56	98%
AL8	2608	51	98%
AL9	3906	108	97%
AL10	2480	444	82%
AL11	6252	321	95%
AL12	6999	1551	78%
Total	**49277**	**5989**	**88%**

A partir dos dados apresentados na Tabela 1, pode-se observar o quão restritivo é o procedimento de filtragem sobre as ocorrências do registro, resultando em uma redução de 88% no número total de eventos analisados nos três anos. Constata-se a necessidade de aplicação dos filtros sobre as interrupções registradas, a fim de restringir as ocorrências da análise apenas àquelas que realmente têm impacto sobre os indicadores de confiabilidade.

Com a redução no número total de ocorrências, alterou-se a distribuição das principais causas das ocorrências. Na Figura 2, são mostradas as 8 principais categorias de causas das ocorrências antes e depois da aplicação dos filtros.

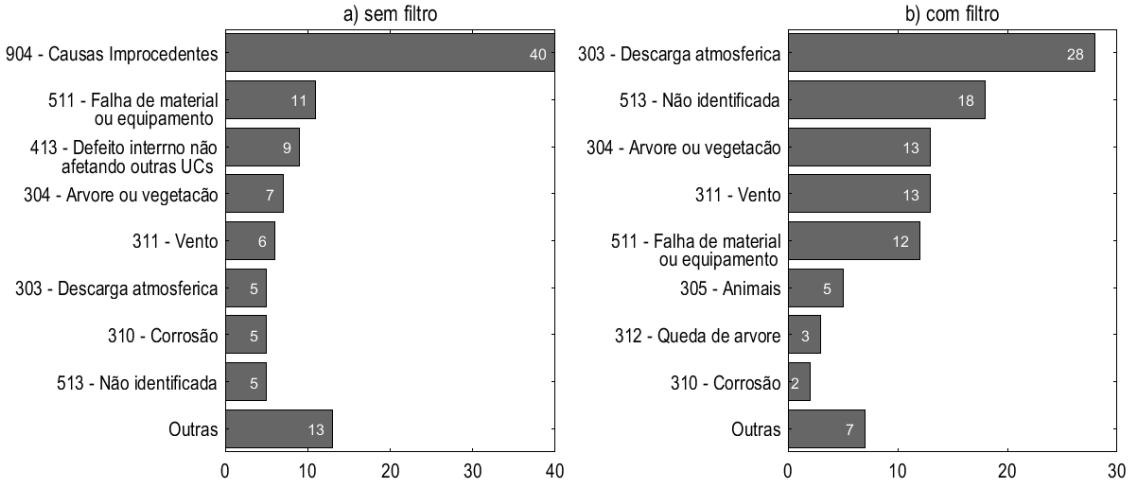


Figura 2 - Principais causas das ocorrências antes e depois dos filtros

Antes da filtragem das ocorrências, a principal categoria correspondeu às "causas improcedentes". A partir de uma análise mais profunda deste tipo de ocorrência, foi possível observar que nesta categoria eram registradas em grande número ocorrências com tempo de restabelecimento e número de clientes atingidos iguais a zero. Desta forma, concluiu-se que tal categoria de causas de ocorrências não deveria ser considerada para as análises, o que foi resolvido a partir da aplicação dos filtros.

Após a filtragem, observou-se que as principais causas das ocorrências ficaram restritas entre causas relacionadas ao meio ambiente (descarga atmosférica, árvore ou vegetação, vento, animais, queda de árvore e corrosão) e causas relacionadas à falha de componentes (não-identificada e falha de material ou equipamento). Além disso, não apenas as ocorrências de "causas improcedentes", mas também ocorrências de "defeito interno" não aparecem mais entre as principais causas das interrupções.

3.3 Análise das Causas de Falhas

Os gráficos de setores apresentam as causas das interrupções que afetaram consumidores, em transformadores específicos. O método proposto

sugere a análise das causas nos transformadores críticos, pois identificou-se que são estes os responsáveis pela maior parte das compensações financeiras.

A Figura 3 apresenta um gráfico de setores para um transformador crítico de um dos conjuntos analisados. Neste gráfico pode-se analisar quais foram as causas relacionadas às interrupções deste transformador em específico. É possível identificar fatores relacionados às condições climáticas como vento e queda de árvore, além de condições de operação como falha de material ou equipamento e manobras.

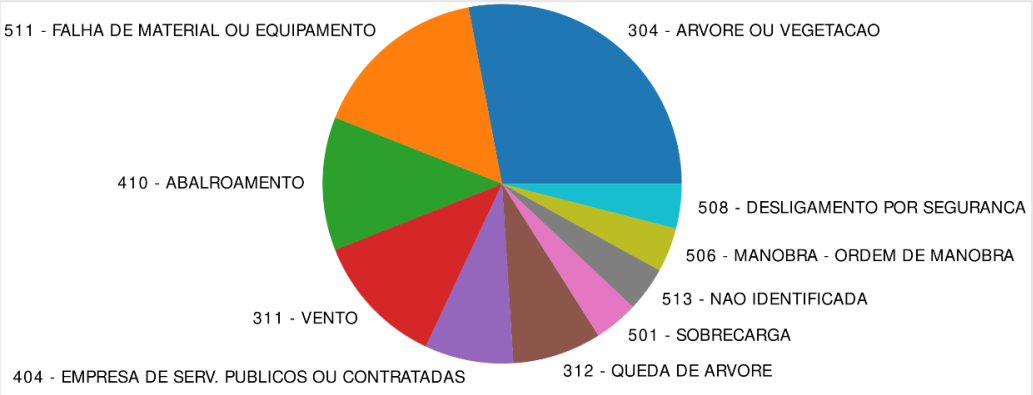


Figura 3 - Gráfico de setores para um transformador crítico

A Figura 4 apresenta um gráfico de setores para outro transformador crítico de outro alimentador analisado.

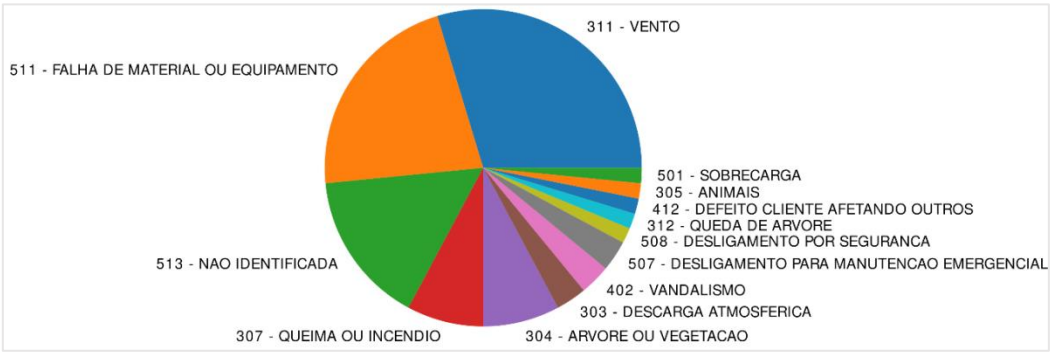


Figura 4 - Gráfico de setores para um transformador crítico

Através da comparação dos dois gráficos percebe-se que as causas das falhas relacionadas aos efeitos climáticos e operacionais se mantém, mas não na mesma proporção. Além disso, outras causas específicas são apresentadas como queima ou incêndio e vandalismo. Sendo assim, destaca-se a importância deste método para a análise individual dos transformadores críticos, onde se torna possível especificar um cenário problemático e consequentemente propor um planejamento de obras de expansão condizentes com as necessidades da empresa.

O gráfico de setores conclui o método proposto, tendo em vista que nele é possível identificar as causas das falhas responsáveis por gerar interrupções na rede e consequentemente gerar compensações financeiras às empresas distribuidoras de energia.

4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um método para análise das compensações financeiras em redes de distribuição com base no histórico de interrupções e nas violações dos limites dos indicadores de continuidade individuais. O método foi validado a partir da análise do banco de dados de uma empresa distribuidora de energia.

Além do desenvolvimento do cálculo das compensações, concentrou-se esforços em propor uma apresentação de resultados clara e objetiva por meio de gráficos, a fim de fornecer às empresas distribuidoras uma ferramenta de auxílio no planejamento de obras e na manutenção dos equipamentos. Ressalta-se a importância de se analisar as causas de falhas nos transformadores críticos, para que as estratégias de planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica sejam mais assertivas, resultando em melhores indicadores de confiabilidade e, consequentemente, o desenvolvimento de um melhor desempenho econômico para a empresa.

Em trabalhos futuros, os autores têm interesse em desenvolver uma categorização de falhas, além de propor a identificação dos transformadores do diagrama unifilar apresentado pelo programa de gestão do sistema de

distribuição. Com esses estudos será possível aperfeiçoar a análise dos resultados de forma a realizar a implementação do método como uma ferramenta gráfica por meio dos algoritmos desenvolvidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. (2022). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST, Módulo 8: Qualidade do fornecimento de energia elétrica.

CLAVIJO-BLANCO, J. A., & ROSENDO-MACÍAS, J. A. (2020). Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application. Electric Power Systems Research, 185(106398).

GILVANEJAD, M., ASKARIAN ABYANEH, H., & MAZLUMI, K. (2017). A methodology to include real-life failure data in the failure rate estimation of power distribution systems. Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences, 25(2).

GONO, R., KRATKY, M., & RUSEK, S. (2012). Reliability of Distribution Network Components based on Failure Databases. AASRI Procedia, 2.

MORADKHANI, A., HAGHIFAM, M.R., & MOHAMMADZADEH, M. (2014). Bayesian estimation of overhead lines failure rate in electrical distribution systems. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 56.

PLANEJAMENTO E GESTÃO ENERGÉTICA NA BACIA DO RIO SANTA MARIA, RS: EXPLORAÇÃO INTEGRADA DE RECURSOS NATURAIS

José Wagner Maciel Kaehler[1]; Natalia Braun Chagas[1]; Claudio Schepke[1]; Fátima Cibele Soares[1]; Diogo Deus Cardozo[1]; Tailí Silva Petry[1]; Abner Arthur Leite Aguilar[1]; Jaíne Reuse[1]

[1]*Universidade Federal do Pampa*

RESUMO

Este trabalho sintetiza as ações desenvolvidas pela Unipampa, Campus Alegrete, de pesquisa, desenvolvimento tecnológico e extensão universitária, para integração de duas barragens inicialmente previstas para irrigação por inundação da cultura orizícola através de canais. O atraso das obras, a variações das formas de irrigação das culturas proporcionaram oportunidades de explorar um melhor atendimento dos requisitos energéticos dos processos produtivos agrícolas e seus serviços de uso final associados. A metodologia empregada enfoca os princípios de exploração integrada dos recursos energéticos segundo o enfoque de mercado de energia elétrica e de geração de energia elétrica descentralizada, usando os recursos naturais existentes nas propriedades. O projeto tem suporte financeiro do Ministério de Desenvolvimento Regional – MDR, sendo o agente proativo o Polo de Agricultura Irrigada da Bacia Hidrográfica do Rio Santa Maria – RS. Os resultados parciais apresentam os aspectos considerados para a concepção de um modelo de uso eficiente de tecnologias energéticas e hídricas para as propriedades rurais.

Palavras-chave: Fontes Renováveis de Energia; Agricultura Irrigada.

ABSTRACT

This work summarizes the actions developed by Unipampa, Campus Alegrete, university extension activities, research and technological development for the integration of two dams initially planned for irrigation by flood of the rice crop through channels. The delay of the works, the variations in the forms of irrigation of the crops provided opportunities to explore a better fulfillment of the energy

requirements of agricultural production processes and their associated end-use services. The methodology used focuses on the principles of integrated exploitation of energy resources according to the market focus of electricity and decentralized electricity generation using the existing natural resources in the properties. The project has the financial support of the Ministry of Regional Development - MDR, being the proactive agent Irrigated Agriculture Pole of the Santa Maria River Basin - RS. The partial results present the aspects considered for the model design of efficient use of energy and water technologies for rural properties.

Keywords: Renewable Resources; Energy Distributed Generation; Irrigated Agriculture.

1. INTRODUÇÃO

O Polo de Agricultura Irrigada da Bacia do Rio Santa Maria no Rio Grande do Sul foi concebido e iniciado a mais de dez anos, tendo como base a construção de duas barragens de irrigação, nos arroios Taquarembó (116 hm3) e Jaguarí (122 hm3) situadas entre os municípios de Dom Pedrito, Lavras do Sul, São Gabriel e Rosário do Sul. Inicialmente, previa a irrigação de 14.540 hectares de cultura de Arroz. Por questões políticas e econômicas este empreendimento se arrastou e até hoje não foi concluído. No atual governo federal o Ministério do Desenvolvimento Regional – MDR deu prioridade a continuidade do mesmo, passando por uma revisão de porte, através da Associação dos Usuários da Bacia do Rio Santa Maria - AUSM.

Com a redefinição e reordenamento do sistema de canais, tornou-se possível ampliar a área irrigada, passando para 117.000 hectares, ampliando em 8,1 vezes a área irrigada e multiplicando por 3,6 o comprimento dos canais (295 km). Por outro lado, o agronegócio vem evoluindo em função dos preços internacionais de grãos, fazendo com que a cultura da soja passe a preponderar sobre as demais culturas. Isto implica na mudança tecnológica do serviço energético de irrigação mecanizada, que passa da predominância da irrigação por inundação na cultura do arroz, para a irrigação por aspersão, usando pivôs.

A Figura 1 contextualiza o projeto, salientando que as duas barragens em questão não preveem atualmente aproveitamentos hidrelétricos, apesar da forte implicação da disponibilidade de energia elétrica, pois o empreendimento situa-se no limite da poligonal de concessão entre a CEEE EQUATORIAL e a RGE. Diante disso, existe uma zona onde a deficiência de suprimento de energia elétrica é fortemente deficitária por falta de alimentadores de média tensão. Isto implica que toda a demanda energética de irrigação, secagem e armazenagem de grãos é feita pelo uso de sistemas à diesel.

A prospecção efetuada pela AUSM com seus associados, estabelece uma panorâmica dos processos produtivos de uso final e do respectivo suprimento de energia. Neste levantamento foi caracterizado que 64% das propriedades não possuem energia trifásica. A maioria é atendida por sistema monofásico com retorno pela terra (Sistema MRT). O aumento de carga estimado com a implementação das barragens e dos canais é de 38.551,50 CV e uma demanda ampliada de 47.309,11 kVA. Desta demanda, as propriedades sem energia trifásica contribuem com 23.575,50 CV e 28.664,83 kVA.

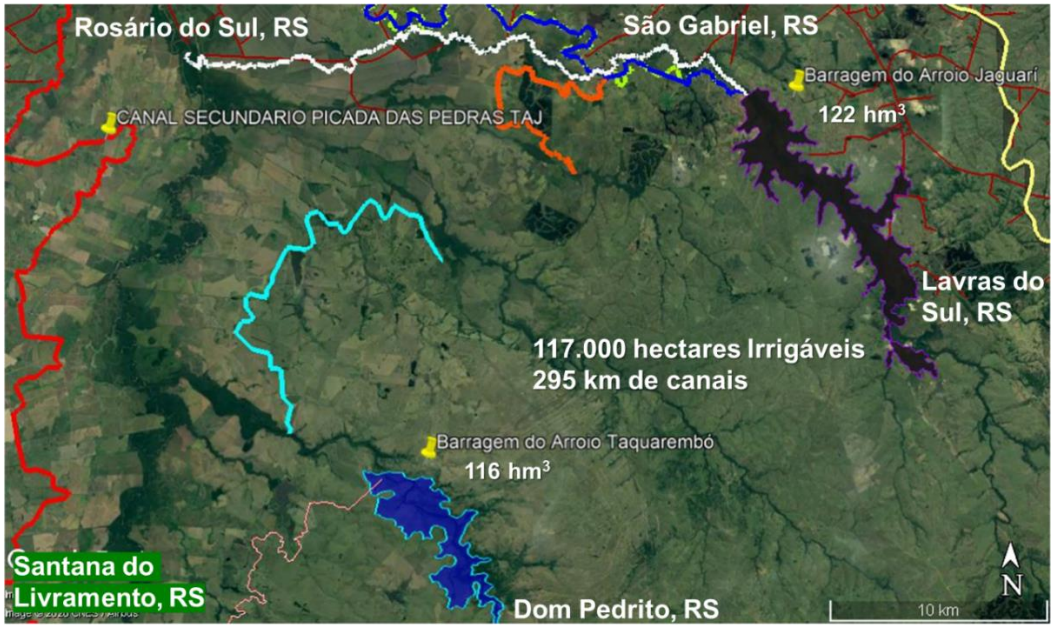


Figura 1 – Conformação geofísica das barragens e seus canais de irrigação

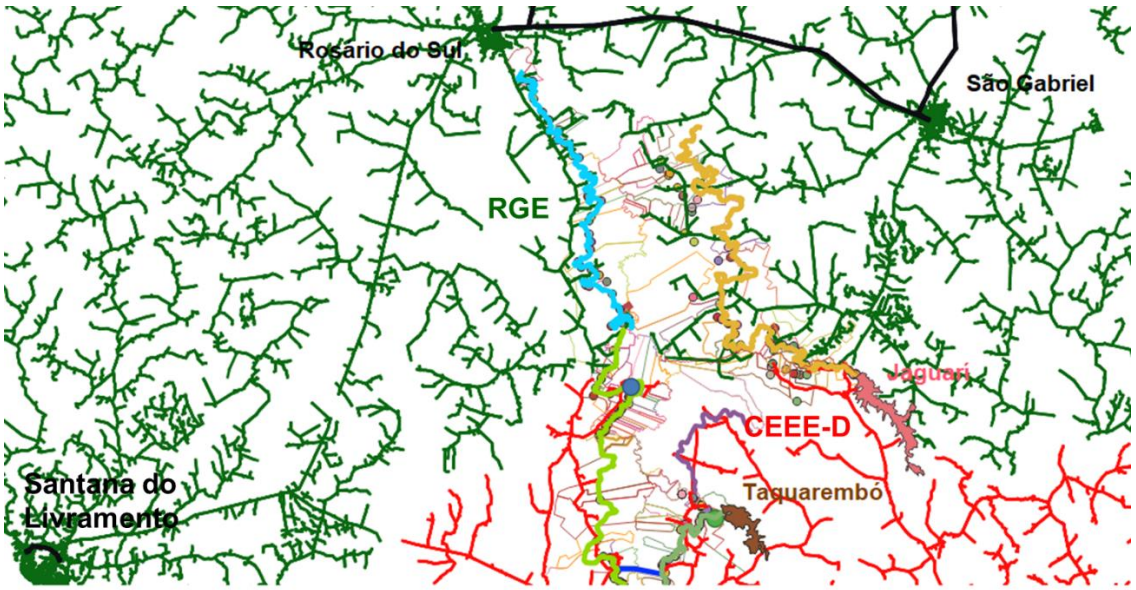


Figura 2 – Rede Elétrica de Distribuição de Energia em verde a rede de 23,0 kV da RGE e em Vermelho a rede de 13,8 kV da CEEE - Equacional

Observa-se que a maioria das propriedades assinalaram a inexistência de atendimento de energia elétrica. Isto é em parte verdade, pois através do programa governamental “Luz para Todos” estas receberam o benefício da energia elétrica, porém fortemente limitada, pois é constituída por sistemas monofásicos com retorno pela terra (MRT), o que restringe fortemente a utilização de sistemas trifásicos de irrigação, secagem e armazenagem de grãos. Por outro lado, constata-se pela Figura 2 que as propriedades rurais se situam numa região de fronteira entre as duas concessões de distribuição o que provoca um vazio de atendimento elétrico por parte dos serviços concedidos.

Buscando adequar aos requisitos socioeconômicos, técnicos e ambientais o MDR e a AUSM buscaram apoio da UNIPAMPA, Campus Alegrete para reavaliar inteiramente as demandas energéticas dos processos produtivos e de serviços energéticos de uso final, compreendendo a redefinição da malha elétrica necessária tanto para fazer frente a atual situação, onde não estão operando as barragens, assim como após a conclusão das barragens. Implica ainda numa reavaliação da potencialidade de geração distribuída com base nos

recursos hidráulicos, solares, eólicos e de biomassa, assinalando as melhores opções de exploração integrada tanto para as propriedades rurais de forma individual como para as possibilidades de consórcios ou condomínios de produção de energia elétrica. Todo o projeto é desenvolvido de forma orientada a objeto georreferenciado, usando a base do ArqGIS para estruturação, processamento, análise, avaliação e síntese dos resultados e soluções propugnadas. Visando facilitar a acessibilidade, o processo é reproduzido na plataforma do Google Earth para difusão dos resultados.

2. PROCEDIMENTOS DE DESENVOLVIMENTO

Como base na metodologia adotada neste projeto procurou-se dar elementos que consubstanciem a implantação de um Sistema de Informações para Apoio à Decisão – SIAD, visando tanto o planejamento como a gestão de ações que implementem de forma eficiente, eficaz e efetiva a produção e o uso de água e de energia no segmento agrícola. Assim, caracteriza-se como um processo exploratório, com forte pesquisa de campo do contexto vinculado às áreas beneficiadas pelas duas barragens em questão na Bacia do Rio Santa Maria, RS. Para tanto, capitaliza uma base de dados fundamentada naquelas informações georreferenciadas e disponibilizadas pela Agência Nacional das Águas – ANA, pela Associação dos Usuários da Água do Rio Santa Maria – AUSM, pelo Cadastro Ambiental Rural – CAR, pelo Sistema de Outorga de Água do Rio Grande do Sul – SIOUT, da rede elétrica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, RGE e CEEE Equacional. A estas bases agregam-se aquelas que foram desenvolvidas pelo projeto, estruturando e consubstanciando tanto o Lado da Demanda (usos energéticos em processos produtivos) como da Oferta (produção, transmissão e distribuição) de Energia.

Dentro do contexto geográfico da bacia do rio Santa Maria em sua parte alta estabelece-se como linha de base o atendimento aos requisitos energéticos da irrigação, por inundação e/ou por aspersão, a secagem e a armazenagem agrícola, utilizando energia elétrica quando disponível ou óleo diesel como solução prática de pouca eficiência e elevado custo. Assim, os dados de

levantamento da AUSM devem ser atualizados tendo em vista que muitas propriedades foram vendidas ou arrendadas, não refletindo a realidade atual de hábitos e usos da terra. Isto fica evidente com a penetração do cultivo da soja, irrigada por aspersão quando possível e disponível, que veio a competir, por razões do mercado de preços do produto, com a orizicultura tradicional, irrigada por inundação.

A alternativa em validação passa pela operacionalização das barragens dos arroios Jaguarí e Taquarembó, afluentes do rio Santa Maria que contribuirão inicialmente para a regularização da vazão neste último. Isto colaborará para que aqueles sistemas de irrigação que captam água do rio Santa Maria tenham uma maior estabilidade de vazão. Com a construção da rede de canais de irrigação, originalmente destinada a promover a irrigação da orizicultura por gravidade, faz-se necessário reavaliar os processos tendo em vista que a forma de irrigação passando a ser feita por pivôs, condicionará os sistemas não mais por vazão, mas sim por pressão. Isto promoverá uma redução na demanda de água em volume, requerendo agora níveis de pressão suficientes para atender as linhas de aspersão. Estas são as principais observações que devem ser cumpridas pelos procedimentos de levantamento das demandas de energia elétrica pelos usos finais dos processos produtivos.

Pelo lado da oferta de energia elétrica tem-se duas situações bem distintas ao considerar na metodologia de levantamento de dados. Do ponto de vista da distribuição em média tensão, a área de concessão da RGE que abrange os municípios de Rosário do Sul e São Gabriel, é atendida por rede em 23 kV estando em processo de reabilitação, com a troca de condutores, postes e instalação de pára-raios de linha, para proteção contra descargas atmosféricas. Na área de concessão da CEEE Equatorial prepondera alimentadores em 13,8 kV bastante antigos e com pouca capacidade de carregamento. Além disso, a região de fronteira da concessão das duas empresas apresenta-se como um vazio completo, o que implica na ampla utilização de sistemas diesel-elétricos. Estas demandas requerem um maior detalhamento e atualização para buscar definir um novo perfil de atendimento da carga por parte dos alimentadores

existentes.

Por outro lado, quanto ao planejamento da construção das duas barragens, somente foi enfocado o atendimento dos requisitos hídricos para a irrigação e abastecimento urbano. Não houve preocupação maior em prover a geração de energia elétrica mesmo naquelas situações que demandariam pressões e vazões menores para operação das vazões ecológicas ou alimentação dos canais de irrigação. A política energética atual, incentivando a geração distribuída, impõe uma reanálise dos projetos de construção, visando otimizar os recursos hídricos disponíveis, de forma a atender prioritariamente os requisitos de irrigação e complementarmente a produção de energia hidrelétrica. Assim procedeu-se com um levantamento de campo das informações dos proprietários e arrendatários, estimando o potencial de cultura em várzea e coxilhas que seriam explorados nas culturas de arroz, soja, milho e outras que são demandantes de irrigação natural e/ou mecanizada. Um ponto importante de preservação ambiental é a identificação das nascentes e afloramentos hídricos existentes na propriedade. Busca-se também identificar as áreas susceptíveis de serem barradas para a construção de reservatórios hídricos em uma ou mais propriedades lindeiras. Constata-se também os potenciais de aproveitamento energético das barragens e canais responsáveis pela irrigação por gravidade. Com base no traçado dos futuros canais, estimam-se os pontos de bombeamento mecanizados. Tendo como referência o Sistema de Outorgas – SIOUT do RS, os levantamentos de campo e as sínteses das Faturas de Energia Elétrica, avaliar as alternativas de atendimento das cargas de irrigação diesel e elétricas dos bombeamentos por inundação, pivôs, secagem e armazenagem de grãos nas propriedades rurais. Desta forma, são estabelecidas as bases para projetar a extensão de alimentadores rurais, até os pontos de consumo. Adicionalmente, inúmeras propriedades rurais que serão beneficiadas tanto pela regularização das vazões do rio Santa Maria e de seus afluentes, assim como pelos canais de irrigação, contam com barragens de acumulação de água para irrigação, assim como áreas potenciais para implantação de novos pontos de armazenamento hídrico. Isto abre espaço para prospectar potenciais

de novos pontos de produção hidroelétrica descentralizados, agora nas próprias propriedades e condicionado às questões de irrigação por gravidade ou por aproveitamento da vazão que seria vertida quando não houvesse irrigação.

3. ESTRUTURA DE SISTEMA DE INFORMAÇÕES PARA APOIO À DECISÃO

A Figura 3 explicita os principais blocos que compõem o SIAD em desenvolvimento. Três bases de dados constituem o fundamento do conhecimento do contexto energético envolvido, O primeiro refere-se aos equipamentos e sistemas que suportam tanto os processos produtivos e serviços energéticos de uso final, assim como aqueles que fundamentam a rede eletroenergética de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Estas bases de dados devem ser atreladas por uma interface homem-máquina que facilite a utilização por parte dos diferentes atores que poderão se subsidiar do modelo para a tomada de decisão.

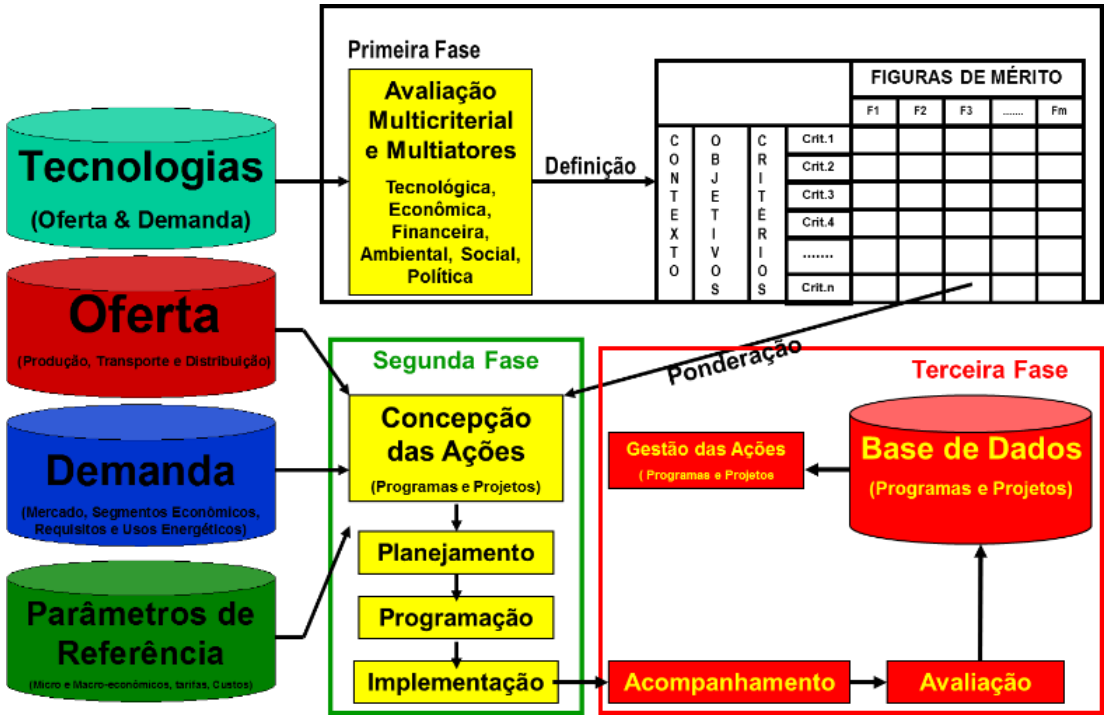


Figura 3 – Estruturação principal do SIAD

Estas bases de dados viabilizarão tanto a utilização do Sistema de

informação propriamente dito com suas diferentes fases: análise, avaliação e síntese de alternativas energéticas, como também de possibilitar o acesso segmentado de informações através de outros modelos que o próprio usuário deseje utilizar. Tendo esta estrutura de suporte definida, esta acolhe o levantamento georreferenciado dos potenciais de mercado (Agricultura, Pecuária, Silvicultura, Outras) e de ocupação do solo (Estradas, Barragens, Açudes, Reservas Florestais, etc.) das propriedades rurais, correlacionando com as tecnologias a serem empregadas e que demandarão de recursos energéticos. Pelo lado da oferta de energia procede-se uma análise e avaliação técnica e econômica da capacidade da rede elétrica para atendimento do potencial de demanda de energia convencional, explicitando os requisitos adicionais (Subestações, Alimentadores, Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores) que se fizerem necessários, caracterizando um perfil de atendimento dos requisitos elétricos em diferentes horizontes de tempo e cenários socioeconômicos. Particularmente, deve-se proceder com o levantamento georreferenciado do potencial hidráulico disponibilizado nas barragens e canais de irrigação natural que pode ser utilizado para o transbordo de cotas através de turbo-bombas e/ou na produção descentralizada de energia elétrica utilizando hidrogeradores, assim como a caracterização de barragens e açudes típicos (Altura do Barramento e Superfície de Alagamento) da área geofísica do projeto que terão seus volumes e vazões (irrigação e vertimentos) mensurados e correlacionados com as sub-bacias de contribuição. Assim será disponibilizado uma camada específica das perspectivas de exploração dos recursos hidráulicos globais da região. Outra camada será constituída pelo levantamento georreferenciado do potencial eólico de pequena (50m) e média (100m) altura das propriedades rurais, caracterizadas por canais de vento (Chapadas, platôs, barramentos hidráulicos e entre coxilhas) passíveis de serem explorados em geração descentralizada. Adicionalmente, procede-se ao levantamento georreferenciado do potencial solar disponibilizado em áreas não utilizáveis para agricultura (áreas rochosas ou de solo frágil, superfícies de edificações, barragens e açudes), bem como a prospecção georreferenciada do

potencial de biomassa (Agricultura, Silvicultura, Fruticultura e outras) disponibilizado, passível de ser utilizado na produção de calor e/ou energia elétrica através de processos de biodigestão, combustão direta ou gaseificação. Este conjunto de camadas de potenciais de exploração de recursos energéticos renováveis constituirá a chamada mancha energética, que sobreposta à mancha elétrica permitirá a avaliação do impacto técnico e econômico da capacidade da rede elétrica para escoamento e/ou compensação do potencial de geração descentralizada de energia elétrica com base nos recursos renováveis, explicitando as vantagens (Redução de perdas, Melhoria dos perfis de tensão, Qualidade de Energia) e as readequações dos requisitos adicionais (Subestações, Alimentadores, Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores) que se fizerem necessários. Os recursos energéticos e suas demandas de uso final transformam-se em realidade através de tecnologias de transformação da fonte primária em energia útil pelo lado da Oferta de Energia e em produtos, processos e bens sociais e econômicos pelo lado da Demanda de Energia.

A Figura 4 estrutura o processo de acesso ao SIAD ora em desenvolvimento. Desejando-se mensurar o impacto de uma dada alternativa energética de uso final, como o do sistema de bombeamento mecanizado elétrico para irrigação numa dada área de concessão para um dado perfil de modalidade de plantio (pré-germinado, convencional ou aspersão), identifica-se a tecnologia vigente em uso, buscando-se aquelas alternativas que prestem no mínimo o mesmo serviço energético (área adequadamente irrigada). Estas tecnologias são selecionadas na base de dados de Tecnologias, resultando como resposta o perfil de demanda e de energia elétrica utilizada de forma eficiente, eficaz e efetiva, assim como o impacto econômico e ambiental resultante.

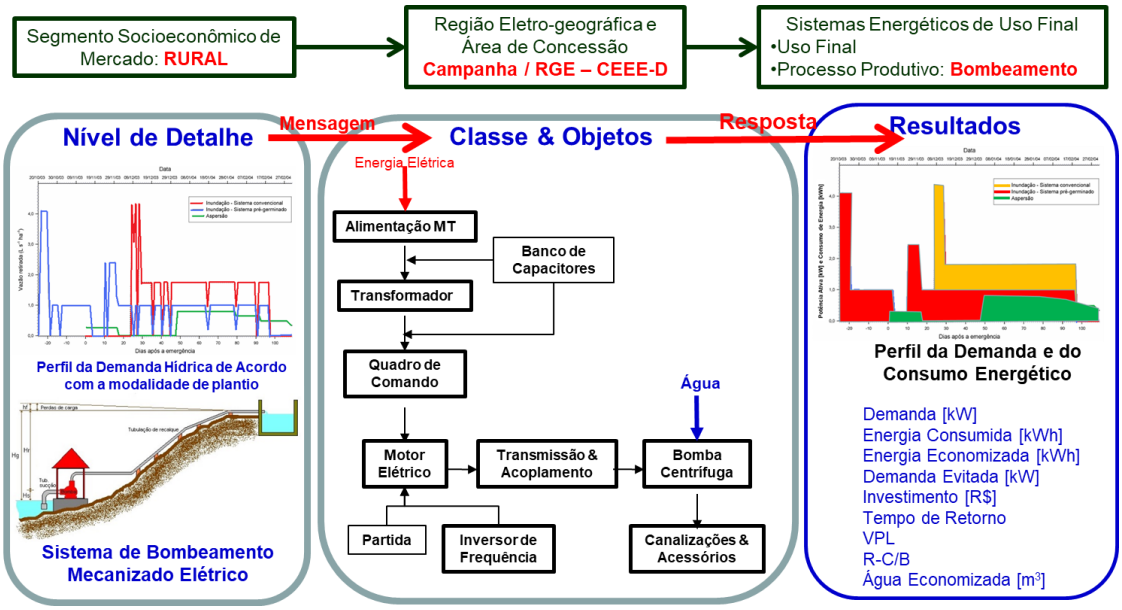


Figura 4 – Operacionalização do SIAD

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através do sistema proposto será possível verificar para cada propriedade rural a demanda de energia elétrica, a capacidade de geração de energia elétrica para categoria e a capacidade de produção.

O sistema ora em desenvolvimento representa uma nova visão no desenvolvimento do segmento rural, rompendo com o monopólio da agropecuária, propiciando a transformação da propriedade rural numa agente ativo tanto do uso eficiente de tecnologias energéticas nos processos produtivos e serviços de uso final, como na exploração integrada de recursos energéticos naturais disponíveis. Esta exploração pode ser feita de forma individual ou em sistema de associativismo na exploração dos recursos de forma a maximizar os resultados

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADOLPHO, D. O.; KAEHLER, J. W. M.; VARGAS, M. P.; KUHN, R. L. Prospecção do Potencial de Economia de Energia em sistemas de irrigação mecanizada nas lavouras de arroz do Rio Grande do Sul; Congresso Nacional

de Engenharia Agrícola - CONEEAGRI 2013, UNIPAMPA Alegrete.

GOVERNO FEDERAL, Decreto Lei 14.300: Marco Legal da Microgeração e da Minigeração Distribuída; 06/01/2022.

KAEHLER, J. W. M.; Redes Inteligentes e a Gestão Integrada de Recursos Energéticos. In: VII CIERTEC, 2011, Porto Alegre.

KAEHLER, J. W. M.; RAMOS, D. B.; VARGAS, M. P.; KUHN, R. L.; Energy efficiency in water pumping systems used for rice crop irrigation in Rio Grande do Sul Brazil; EEMODS'13 - Energy Efficiency in Motor Driven Systems. Rio de Janeiro: CEPEL - ELETROBRAS, 2013.

RAMOS, D. B.; KAEHLER, J. W. M.; VARGAS, M. P.; Exploração Integrada de Recursos Energéticos: estudo de caso em sala de aula. In: COBENGE 2013, 2013, Gramado RS. COBENGE 2013, 2013.

VARGAS, M. P.; KAEHLER, J. W. M.; SPERANDIO, M.; MOREIRA, D. R.; Redes Inteligentes: Uma alternativa de Sustentabilidade para a Propriedade Rural. 4 Latin-American Meeting of Energy Economics (ELAEE), Montevideo, Uruguai 2013.

VARGAS, M. P.; KAEHLER, J. W. M.; SPERANDIO, M.; MOREIRA, D. R.; Benefícios do Planejamento Integrado e dos conceitos de Rede Inteligente a uma Rede Rural. VII CIERTEC - Gestão de Ativos como Sustentabilidade para as Distribuidoras de Energia Elétrica; Fortaleza. CIER, 2013.

VARGAS, M. P.; KAEHLER, J. W. M.; SPERANDIO, M.; RAMOS, D. B.; Benefits of Integrated Resource Planning and Concepts of Smart grid Applied to Rural; 48th UPEC - International Universities' Power Engineering Conference. Dublin - Irlanda, 2013.

VARGAS, M. P.; KAEHLER, J. W. M.; SPERANDIO, M.; RAMOS, D. B.; Modelo de Geração Distribuída no meio rural - Do planejamento Integrado às Redes Inteligentes; IX AGRENER GD - Congresso sobre Geração Distribuída e energia no meio rural. Itajubá - MG.

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO: A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E CENÁRIO DE POSSÍVEL INSEGURANÇA ENERGÉTICA EM 2022

Luciano Sergio Hocevar[1]; Carine Tondo Alves[1]; Maria Cândida Arrais de Miranda Mousinho[2]; Rafael de Almeida Santos[1]; Roney das Mercês Cerqueira[1]

[1]Universidade Federal do Recôncavo da Bahia;
[2]Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia – IFBA

RESUMO

O Brasil atravessa um momento de insegurança energética semelhante ao ocorrido no início dos anos 2000 e novamente a diminuição das chuvas é apontada como principal causa para o possível “apagão”. Poderíamos avalizar essa afirmação? Além disso, é provável um “apagão” no atual contexto econômico do país? As decisões que foram tomadas podem ser consideradas as mais adequadas, se considerarmos os aspectos técnicos e econômicos?

Palavras-chave: Planejamento Energético, Matriz Energética, Matriz Elétrica, Biocombustíveis.

ABSTRACT

Brazil is going through a specific moment of energy insecurity caused by what happened in 2000 and again the decrease in rainfall is pointed out as the main cause for the possible “blackout”. Could we back up this claim? Furthermore, is a “blackout” likely in the current economic context of the country? Can the decisions that have been taken be considered the most appropriate, considering the technical and economic aspects? The present work presents possible solutions for Brazil's exacerbated dependence on hydroelectric and thermoelectric plants. The present work concluded that….

Keywords: Energetic Plan, Energetic Matrix, Electrical Matrix, Biofuels.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil atravessa um momento de insegurança energética semelhante ao ocorrido no início dos anos 2000 e, novamente, a diminuição das chuvas é apontada como principal causa para o possível “apagão”, sem considerarmos as conseqüências do planejamento e das decisões que foram tomadas.

Como ponto de partida para analisar essa possibilidade temos uma matriz de energia elétrica composta majoritariamente por fontes renováveis (85%), de acordo com o Balanço Energético Nacional 2021 (EPE, 2021), mas muito dependente da hidrelétrica. Esse protagonismo da hidroeletricidade, que atualmente gera 65% da energia elétrica do país, torna a Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE, particularmente vulnerável a períodos de baixas precipitações pluviométricas, quando o volume dos reservatórios diminui. Mas é durante prolongados períodos de escassez de chuvas que a insegurança energética se apresenta na forma de um possível “apagão”, como foi em 2001 e também pode ser agora, neste período crítico que abrange desde o final de 2021.

2. OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo principal do presente trabalho é contribuir para o debate sobre planejamento energético ao analisar as causas sobre um possível “apagão” em 2022 por meio de aspectos técnicos, econômicos e de planejamento energético.

3. METODOLOGIA DO TRABALHO

A metodologia deste trabalho é composta por coleta, o tratamento e a análise dos dados. A coleta de dados foi realizada por meio de revisão bibliográfica em livros, periódicos e bancos de dados estatísticos que abordam o tema em questão, como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Sistema Integrado Nacional (SIN), Agência Nacional de Águas (ANA) e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). O processamento do dados considerou aspectos econômicos, sociais, ambientais e tecnológicos a partir de

uma reflexão diante do panorama energético brasileiro e teve como objetivo examinar questões particulares da crise de eletricidade diante das condições de geração de eletricidade e a possibilidade de refletir suas consequências.

4. ANÁLISE DOS DADOS

4.1 Análise dos dados de desmatamento da Amazônia Legal

Os dados históricos de 1981 a 2020 mostram que, anualmente, entre abril e outubro, as precipitações pluviométricas são baixas, indicando que o nível dos reservatórios poderá diminuir e recomendando o uso das usinas termelétricas preventivamente, antes que a situação atinja um grau crítico.

Mas desde o "apagão" de 2001 algumas decisões podem ser questionadas, como permitir o aumento da área desmatada e queimada ou o avanço dos projetos de irrigação. São decisões que afetam as nascentes dos rios e o regime de chuvas. O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE realiza, por meio do projeto PRODES, o monitoramento por satélites do desmatamento na Amazônia Legal e produz, desde 1988, as taxas anuais de desmatamento na região. De acordo com o INPE a Amazônia Legal já perdeu, por desmatamentos, 17% de todo o bioma. Deste total, 300 mil km^2 foram desmatados desde 2001, ou seja, neste período de vinte anos. (INPE, 2022)

Como consequência, alguns dos grandes rios estão agonizando, colocando em risco o abastecimento de água para a população e afetando negativamente a geração de eletricidade baseada nas usinas hidrelétricas.

4.2 Análise de dados do Monitor das Secas 2021

A ANA – Agência Nacional de Águas publica um acompanhamento regular e periódico da situação da seca, cujos resultados consolidados são divulgados por meio do Mapa do Monitor de Secas. Mensalmente informações sobre a situação de secas são disponibilizadas até o mês anterior, com indicadores que refletem o curto prazo (últimos 3, 4 e 6 meses) e o longo prazo (últimos 12, 18 e 24 meses), indicando a evolução da seca na região (ANA, 2022).

O Monitor de Secas consolida o conhecimento técnico e científico já existente em diferentes instituições estaduais e federais num documento comum contendo informações sobre as condições de seca (severidade, evolução temporal e espacial) e impactos sobre os diferentes setores envolvidos. O Monitor facilita a tradução das informações em ferramentas e produtos utilizáveis por instituições tomadoras de decisão e indivíduos, de modo a fortalecer os mecanismos de Monitoramento, Previsão e Alerta Precoce, sendo uma valiosa ferramenta de auxílio à gestão dos recursos hídricos e planejamento energético.

Para o ano de 2021 o mostrou chuvas abaixo da média, com piora na condição de seca na Região Nordeste em janeiro, fevereiro e março, com intensificação, agravamento da seca e expansão da área com seca grave em maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro. Para a Região Sudeste o cenário foi de agravamento da seca em janeiro, fevereiro, março, abril, maio, junho, julho, agosto e setembro., enquanto na Região Sul as chuvas abaixo da média levaram a um agravamento da seca nos três estados, com aumento das áreas com seca grave e de grave para extrema nos meses de abril, maio, julho, agosto, novembro e dezembro. Por fim, a Região Centro-Oeste teve avanço da seca grave e da seca fraca nos meses de janeiro, março, abril, maio, junho, julho, agosto, setembro e outubro, além de persistência do cenário de seca intensa, em decorrência dos déficits de chuva acumulados em longo prazo – superior a 12 meses. Como pode ser visto, o cenário mostrado pelo Monitor de Secas em 2021 já prenunciava dificuldades para o suprimento energético oriundo de hidrelétrica s. Não foi uma ocorrência inesperada.

4.3 Dados de Crescimento da OIEE, População e PIB

A capacidade instalada de geração de energia que era de 33 GW em 1980 passou para 74 GW em 2000 e 175 GW em 2020, de acordo com o BEN - Séries Históricas (EPE, 2020). Enquanto isso, a população residente, que era 122 milhões em 1980, passou para 175 milhões no ano 2000 e alcançou 213 milhões em 2020, de acordo com o IBGE (2022).

Analisando os dados da Oferta Interna de Energia Elétrica – OIEE no Brasil, do crescimento populacional e do PIB, e possível estabelecer uma relação OIEE / PIB / habitante e compará-la com a evolução da capacidade instalada de geração de energia. Desde 1980 até 2020 a Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE cresceu quase cinco vezes, enquanto o Produto Interno Bruto – PIB e a População Residente cresceram 2 vezes. A relação OIEE/Pop cresceu quase três vezes no mesmo período e a OIE/PIB, aproximadamente duas vezes. Ou seja, a OIEE cresceu sempre mais do que os indicadores relacionados com a Demanda, como População e PIB.

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia/ PIB/ População

	CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO	OFERTA INT. ENERGIA ELÉTRICA- OIEE	PRODUTO INTERNO BRUTO - PIB	POPULAÇÃO RESIDENTE - POP	OIEE/POP	OIEE/PIB
UNIDADE	GW	GWh	10^9 US$ppc (2010)	10^6 hab	KWh/hab	GWh/10^3US$
1980	33.472	139.170	1.298	122	1.142	107
1990	53.050	249.358	1.517	150	1.665	164
2000	73.671	393.259	1.953	175	2.251	201
2010	113.327	550.447	2.804	196	2.812	196
2020	174.737	645.915	2.858	213	3.039	226

FONTE: Elaborada pelos autores a partir de dados da EPE (BEN - Séries Históricas)

4.4 Análise dos dados e planejamento

De acordo com o CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico registrado em ATA da 242ª Reunião realizada em 07/12/2020, em que foram avaliadas as condições do atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – SIN, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, em novembro de 2020 *"não foram verificados volumes significativos de chuvas nas principais bacias de interesse do SIN, sob a ótica da geração de energia elétrica, resultando na observação de afluências críticas nas bacias integrantes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, bem como no SIN como um todo.*

Dessa maneira, em termos de Energia Natural Afluente – ENA, novembro de 2020 configurou-se como o 2º pior no Sudeste/Centro-Oeste, no histórico de 90 anos, já tendo sido verificada no mês anterior a pior afluência do histórico para o mês de outubro". E prossegue relatando que em termos de Energia Armazenada – EAR em novembro de 2020 "*foram verificados armazenamentos de 17,7%, 18,3%, 52,2% e 28,9% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, evidenciando a impossibilidade do início da recuperação do armazenamento dos principais reservatórios do SE/CO e Sul, contrariamente ao comportamento esperado para o início do período tipicamente úmido*".

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A crise de energia elétrica de 2021 no Brasil é fundamentada em quatro aspectos: índices pluviométricos registrados; falta de planejamento e gestão estratégico para o setor elétrico brasileiro; diversidade da matriz energética com crescimento em fontes não renováveis e a dependência excessiva da fonte hídrica para geração de eletricidade no país.

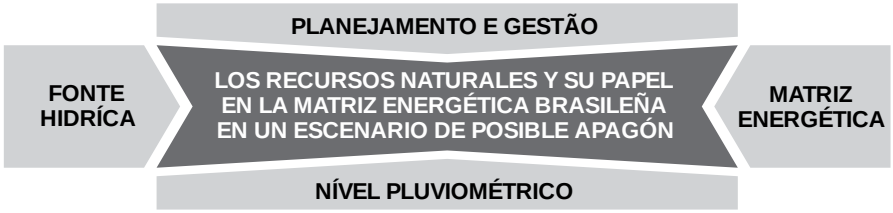


Figura 1 – Contribuição para um cenário de possível apagão

As baixas médias pluviométricas no Brasil registradas na base de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2021) e apresentadas na Figura 2 (INPE, 2021), indicam que o regime de chuvas não é suficiente para que os reservatórios operem com segurança, com médias anuais de 2019, 2020 e 2021 mais baixas que as médias observadas entre 1981 e 2010,

apontando uma crise hídrica mais grave em 91 anos, segundo o Ministério de Minas e Energia.

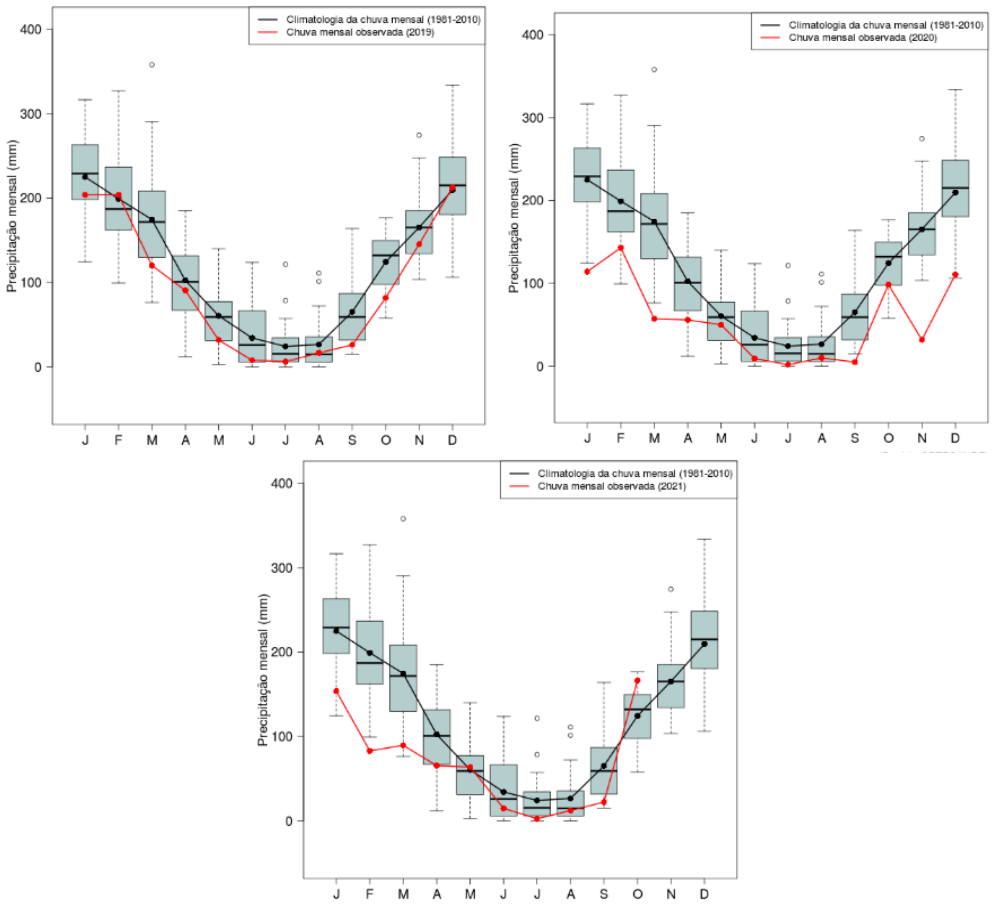


Figura 2 – Índices pluviométricos (2019 - 2021)

Os grandes rios brasileiros, abastecidos exclusivamente pelas águas das chuvas ou pelas nascentes, são responsáveis pelos índices hídricos essenciais para a garantia de 65% da geração de energia elétrica (EPE, 2021). Além da escassez de chuvas nos últimos anos, outros fatores também podem ter impactado na diminuição do nível dos reservatórios mostrado na Figura 3 (ONS, 2021), como o aumento do uso da água desses rios para irrigação e o desmatamento das matas ciliares para expansão da pecuária extensiva.

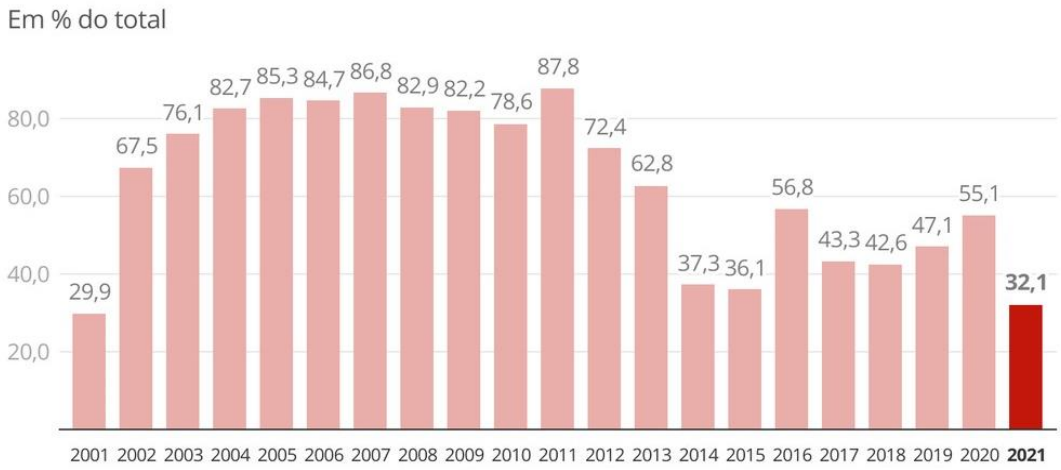


Figura 3 – Níveis de reservatórios do Sul e Sudeste do Brasil (2001-2021)

A Figura 3 (ONS, 2021) mostra os níveis dos principais reservatórios do país para produção de energia elétrica. de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2021). Nota-se que o nível dos reservatórios em 2021 (32,1%) é o mais próximo do menor nível observado no ano de 2001 (29,9%). Percebe-se também que os baixos índices dos reservatórios desde 2014 já servem de alerta para o abastecimento do sistema hidroelétrico.

A figura 4 (EPE, 2021) compara a matriz elétrica do ano de 2000 com a martriz de 2020, onde a dependência da fonte hídrica era de 89% naquele ano, passando para 65% nos dias atuais (EPE, 2021). Além disso, a diversificação da matriz também pode ser notada, principalmente com contribuição da energia eólica e biomassa e o aparecimento da energia solar. No entanto um fator preocupante, é o aumento da geração de energia a partir de fontes não renováveis. Esse incremento, tem provocado um aumento significativo no valor da tarifa de energia, o que acentua a crise econômica do país.

Figura 4 – Matriz Elétrica do Brasil (2000 e 2020)

O Brasil registrou em 2020 o menor nível de implementação de novas hidrelétricas nas duas décadas recentes, enquanto a capacidade em termelétricas foi em direção oposta e apresentou o mais forte crescimento em sete anos.

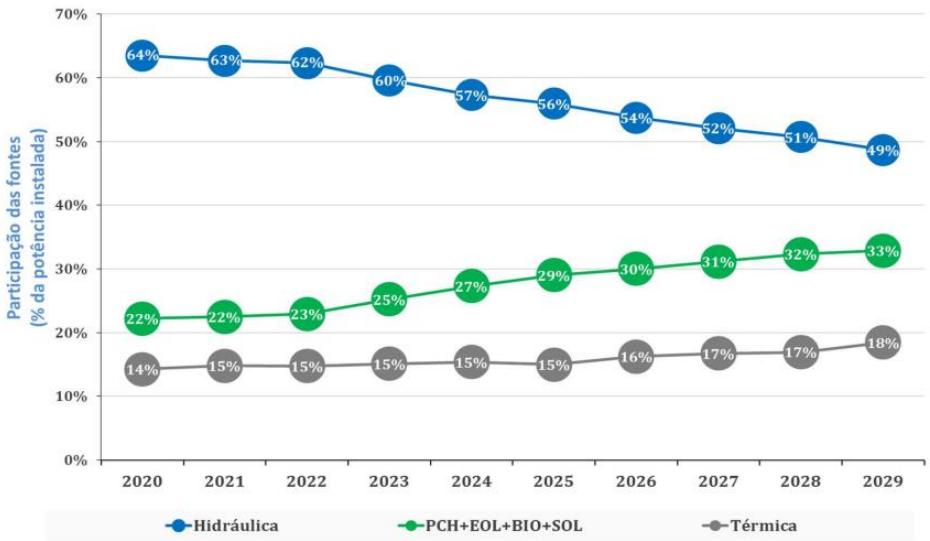


Figura 5 – Participação na Capacidade Instalada da Geração Elétrica (EPE, 2020)

A figura 5 (EPE, 2020) mostra a projeção de geração elétrica para a próxima década, com diminuição da geração hidrelétrica e aumento da geração termelétrica.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A matriz brasileira de energia elétrica é muito dependente da geração hidrelétrica e, consequentemente, do regime de chuvas, sendo necessário diminuir essa dependência para garantir a segurança energética do país e uma das possibilidades é aumentar a participação das energias renováveis na nossa matriz.

Com o objetivo de analisar as causas e as consequências da crise atual de energia elétrica no Brasil, este estudo considera como causas da possível crise energética em 2021/2022, os baixos índices pluviométricos, a falha no planejamento e gestão e a dependência excessiva da fonte hídrica para geração de eletricidade.

Este estudo considera que não há possibilidade de apagões, uma vez que o aumento da Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE tem sido sempre maior do que o aumento da População Residente e do Produto Interno Bruto - PIB. As relações OIEE / População Residente e OIEE / PIB mostram índices favoráveis ao crescimento da OIEE, logo não há demanda de energia elétrica superior à oferta. Contudo, a OIEE precisa ser administrada, já que é composta por diversas fontes, com predominância da hidrelétrica.

Por outro lado, é possível que o crescimento das energias renováveis possa resolver apenas uma pequena parte do problema da geração de eletricidade no Brasil, pois é uma operação complexa fornecer energia elétrica para um país extenso, populoso, com distribuição desigual de consumo, diversas fontes de geração, diferentes características de consumo, despacho, armazenamento, intermitência e sazonalidade.

O Planejamento Energético continuará sendo importante e as decisões tomadas a partir dele são fundamentais para o suprimento energético do país,

o que nos leva a considerar que os aspectos técnicos, econômicos e gerenciais devem ser analisados sempre em conjunto, nunca isoladamente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA - Agência Nacional de Águas. Monitor de Secas. Disponível em: <https://monitordesecas.ana.gov.br/o-monitor-de-secas> Acesso em 13 mai. 2022.

ANA - Agência Nacional de Águas. Sistema Interligado Nacional. Disponível em: < https://www.ana.gov.br/sar/sin> Acesso em 01 mai. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2021. Brazilian Energy Balance 2021 Year 2020 / Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro: EPE, 2021. 292 p. : 182 ill. : 23 cm 292 p. : 182 il. ; 23 cm. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021> Acesso em 01 mai. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Balanço Energético Nacional - Séries Históricas. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em 01 mai. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Glossário. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossário>. Acesso em 09 mai. 2022.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Censos Demográficos de 1980, 1991, 2000 e 2010 e Contagem da População 1996. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9662-censo-demografico-2010.html?=&t=series-historicas>. Acesso em 01 mai. 2022.

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Perguntas frequentes - .Como se monitora o desmatamento da Amazônia? Disponível em: <http://www.inpe.br/faq/index.php?pai=6>. Acesso em 15 mai. 2022.

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO ATRAVÉS DE COOPERATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Allana de Moura Netto[1]; Jair Urbanetz Junior[1]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná*

RESUMO

As cooperativas de geração compartilhada de energia elétrica colaboram com a diversificação da matriz energética e contribuem para um planejamento energético eficaz. Este artigo auxilia no entendimento dos modelos negociais envolvendo as cooperativas, além de apresentar a forma legal de sua constituição, as dificuldades para a implantação e operação, os reflexos da nova Lei nº 14.300 e as perspectivas futuras para essa modalidade. As análises realizadas consideram principalmente os empreendimentos no estado do Paraná. Constata-se que o modelo negocial de cooperativa de energia elétrica que predomina atualmente no Paraná é um no qual a cooperativa intermedia as relações comerciais entre cooperados prosumidores, cooperados consumidores, concessionárias de energia e empresas integradoras. Ainda, verifica-se que existem barreiras para implantar e operar a geração compartilhada. Também, a nova Lei nº 14.300 mostra-se como positiva para a geração compartilhada e, portanto, as perspectivas futuras para essa modalidade no Brasil são promissoras.

Palavras-chave: Geração Compartilhada; Cooperativas; Planejamento Energético.

ABSTRACT

Cooperatives for shared electricity generation collaborate with the diversification of the energy matrix and contribute to effective energy planning. This article helps to understand the business models involving cooperatives, in addition to presenting the legal form of their constitution, the difficulties for the implementation and operation, the reflexes of the new Law nº 14.300 and the

future perspectives for this modality. The analyzes carried out mainly consider the projects in the state of Paraná. It appears that the business model of electric energy cooperative that currently predominates in Paraná is one in which the cooperative intermediates commercial relations between cooperative prosumers, cooperative consumers, energy concessionaires and integrating companies. Still, it appears that there are barriers to implement and operate shared generation. Also, the new Law nº 14.300 shows itself as positive for the shared generation and, therefore, the future perspectives for this modality in Brazil are promising.
Keywords: Shared Generation; Cooperatives; Energy Planning.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, em 2015, com a publicação da Resolução Normativa nº 687 (REN 687/2015) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi criada a modalidade de geração compartilhada de energia elétrica, através de consórcios e cooperativas. Dessa forma, um conjunto de consumidores pode se reunir e instalar uma Geração Distribuída (GD) em uma única localidade, para utilizarem os créditos de energia em suas devidas Unidades Consumidoras (UCs), por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (ANEEL, 2015).

Uma cooperativa pode ser compreendida como uma associação de pessoas que buscam satisfazer as suas necessidades e aspirações econômicas, sociais e culturais comuns (LIMA, 2018). Desta forma, um grupo de pelo menos 20 pessoas pode constituir uma cooperativa para produzir a própria energia, que será distribuída na forma de créditos em kWh na fatura de energia dos cooperados, em percentuais previamente aprovados por todos (LIMA, 2018).

Através das cooperativas de geração compartilhada, é proporcionado aos associados a redução dos gastos com energia elétrica, além de colaborar com a diversificação da matriz energética brasileira e propiciar a geração de energia limpa próximo ao local do consumo (GEDISA ENERGIA, 2021). Uma matriz energética diversificada com o equilíbrio das fontes de geração são elementos fundamentais para um planejamento energético efetivo (ENGIE, 2021).

Considerando as suas potencialidades, as cooperativas de geração compartilhada podem contribuir com o planejamento energético do Brasil.

Este artigo auxilia no entendimento dos modelos negociais envolvendo as cooperativas, além de apresentar a forma legal de sua constituição, as dificuldades para a implantação e operação, os reflexos da nova Lei nº 14.300 e as perspectivas futuras para essa modalidade de GD. As análises realizadas consideram principalmente os empreendimentos de geração compartilhada no estado do Paraná.

2. COOPERATIVAS DE GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA ELÉTRICA

Nos itens a seguir são discutidos alguns pontos relevantes a respeito da modalidade de geração compartilhada, especificamente através de cooperativas de energia elétrica.

2.1 Modelos negociais

Inicialmente, com a publicação da REN 687/2015, algumas cooperativas simplesmente se tratavam de pessoas que construíam uma usina para compartilhar energia entre os associados, compostas, muitas vezes, de apenas 20 participantes. No entanto, foi verificado que essa regulação proporcionava uma abertura antecipada do mercado cativo para o mercado livre de energia, particularmente para a modalidade de geração compartilhada. Sendo assim, novos modelos de negócios das cooperativas possuem uma característica análoga a uma comercialização dentro do mercado cativo (GARCIA FILHO, 2022).

Muitas cooperativas que estão surgindo atualmente no mercado são empresas privadas que se classificam como cooperativas para poder atuar dentro da REN 687/2015 da ANEEL (GARCIA FILHO, 2022). No entanto, existem casos de cooperativas genuínas. Particularmente, no estado do Paraná, a primeira cooperativa de energia solar foi a Sinergi Cooperativa, que teve a sua assembleia de constituição realizada no dia 23/02/2019 (SINERGI, 2022).

Um modelo de negócio de cooperativa que tem sido instituído no estado do Paraná, a partir da Sinergi Cooperativa, é um no qual são diferenciados os cooperados prosumidores dos cooperados consumidores (Figura 1 (AUTORIA PRÓPRIA, 2022)). Os cooperados chamados de prosumidores são os que investem em usinas fotovoltaicas e locam essas usinas para a cooperativa. Por outro lado, o cooperado consumidor pode ser caracterizado como uma pessoa que não possui um telhado viável ou que está em um imóvel alugado ou que não quer dispor de um recurso financeiro no momento para priorizar o investimento no seu próprio negócio. Os cooperados consumidores podem ser pessoas físicas ou jurídicas. Nesse sentido, a cooperativa basicamente faz esse elo, loca a usina de alguém que queira gerar energia e explorar comercialmente um equipamento e fornece a uma pessoa que não queira naquele momento estar adquirindo o equipamento, proporcionando sustentabilidade ao modelo negocial (GARCIA FILHO, 2022).

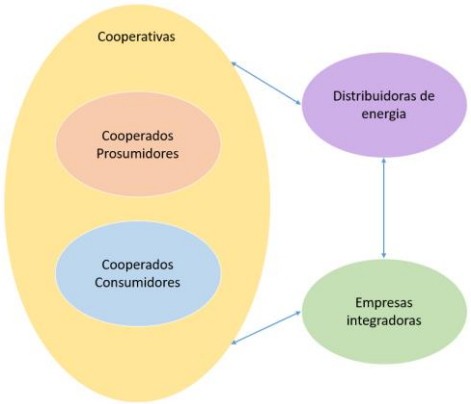


Figura 1 – Modelo negocial de cooperativas de energia elétrica

Especificamente, em relação aos cooperados consumidores da Sinergi Cooperativa, alguns exemplos seriam as lojas físicas da Centauro e da Nike em Curitiba (as quais estão localizadas fora de centros comerciais) e para essas são fornecidos os créditos de energia (GARCIA FILHO, 2022).

Outro exemplo é a Heineken, uma indústria que além de estar no mercado livre de energia, gera 100% da sua própria energia através de usinas

fotovoltaicas. Sendo assim, essa não é um cooperado da cooperativa, mas oferece um produto a mais para os seus clientes, que é o crédito de energia. Com isso, a Heineken apresenta a oportunidade para os seus clientes de serem cooperados consumidores da Sinergi Cooperativa e, assim, aumenta o poder de compra e a fidelização dos seus clientes. Esse negócio é altamente viável, levando em consideração que a Heineken trabalha em um setor bastante afetado pela tarifa de energia elétrica, com a venda de produtos que consomem muita energia para armazenamento. Além da Heineken, existem a Ultragaz e a Souza Cruz que também trabalham dessa mesma forma (GARCIA FILHO, 2022).

2.2 Constituição da cooperativa

O primeiro passo da constituição de uma cooperativa é a união de 20 pessoas (20 Cadastros de Pessoas Físicas – CPFs) que tenham o entendimento comum que a cooperativa será benéfica para esse grupo. Depois que são unidos esses interessados, é realizada uma reunião que é a Assembleia de Constituição, na qual propõe-se a criação de uma cooperativa. A pergunta chave que ocorre nas Assembleias de Constituição, que inclusive consta na lei, é se o modelo de negócio apresentado atende os anseios do grupo. Se o grupo concorda e entende ser necessário a criação da cooperativa, as pessoas elegem nessa ocasião quem vão ser os diretores dessa cooperativa. Nessa reunião também, a proposta que é apresentada já é a do Estatuto Social. Todos fazem uma ratificação concordando com o Estatuto e esse e a Ata de Constituição vão para a Junta Comercial para registro. Uma vez registrada na Junta Comercial, fica a cargo da cooperativa promover ou não registro na entidade de classe (que no caso do estado do Paraná é o OCEPAR - Sindicato e Organização das Cooperativas do Estado do Paraná) (GARCIA FILHO, 2022) (BRASIL, 1971).

A partir desse momento, iniciam se as buscas pela primeira usina da cooperativa. Essa usina é projetada pelas empresas integradoras como uma usina convencional, não importando a modalidade da GD. No caso de uma cooperativa que trabalha com o modelo de locação do empreendimento, essa coloca a UC que contém a GD sobre sua titularidade (no seu Cadastro Nacional

da Pessoa Jurídica (CNPJ)). Quando a usina começa a operar, a cooperativa informa o rateio de créditos para a distribuidora. Esse informe ocorre através de um documento que o presidente da cooperativa envia para distribuidora. Nessa fase os cooperados consumidores podem ser CPFs ou CNPJs (esses últimos que tenham entrado após a constituição da cooperativa). Uma vez solicitado esse rateio, o cooperado consumidor começa a receber na sua fatura de energia os créditos gerados (GARCIA FILHO, 2022).

Da mesma forma que o contrato de locação da usina é vinculado com o cooperado prosumidor, com o cooperado consumidor a cooperativa faz um contrato de ato cooperativo de cessão dos créditos de energia, o qual vincula os valores de desconto que a cooperativa irá proporcionar. Esse último contrato prevê questões tarifárias e inclusive tributárias (GARCIA FILHO, 2022).

Mensalmente, é entregue um relatório da distribuidora para a cooperativa, especificando o quanto foi compartilhado de energia para cada cooperado consumidor. A cooperativa, por sua vez, emite também um relatório para o cooperado consumidor detalhando a fatura de energia, incluindo a economia e os encargos por parte da Secretaria de Fazenda, como Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS). A partir do envio desse relatório, a cooperativa emite um boleto referente ao ato cooperativo, o qual consta o valor dos créditos que foram descontados na fatura do cooperado consumidor. O pagamento é realizado do cooperado consumidor para a cooperativa. A cooperativa retém uma porcentagem desse pagamento e repassa o saldo restante (referente a locação da usina) para o cooperado prosumidor (GARCIA FILHO, 2022).

2.3 Dificuldades para implantação e operação

Junto com os novos modelos negociais de cooperativas, naturalmente, surgiram certas dificuldades para a implantação e operação da geração compartilhada.

2.3.1 – Cooperados prosumidores

Junto aos cooperados prosumidores, uma barreira enfrentada é a dificuldade de aportar garantias por parte da cooperativa para grandes contratos de locação. A cooperativa não possui normalmente um capital social atraente para os investidores, levando a dificuldades de captação desses empreendedores. No entanto, diante do aumento da utilização dessa modalidade de GD no mercado, cada vez mais comprova-se a sua lucratividade, ocorrendo, em consequência, mais movimentos de fundos para investimento nesses projetos (GARCIA FILHO, 2022).

2.3.2 – Concessionárias de energia elétrica

No início da implantação da geração compartilhada através de usinas fotovoltaicas no estado do Paraná, houveram empecilhos com a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL), devido ao desconhecimento dessa modalidade (GARCIA FILHO, 2022).

Nas próprias questões de transferência de créditos de energia ocorreram algumas dificuldades. Inicialmente, a distribuidora entendia que não era possível transferir os créditos para UC de outra titularidade. Ainda, na distribuidora, para realizar essa transferência é necessária a apresentação do livro de matrícula da cooperativa para comprovar o vínculo entre os seus cooperados. Na prática, algumas distribuidoras não sabiam como funcionava o livro de matrícula (GARCIA FILHO, 2022).

Em um primeiro momento algumas concessionárias entendiam que, tal como um consórcio, toda vez que entrasse ou saísse algum cooperado da associação, era necessário o registro na Junta Comercial. Porém, pela própria legislação cooperativista esse procedimento não é necessário (GARCIA FILHO, 2022) (BRASIL, 1971).

Além disso, houveram barreiras relacionadas ao estatuto da cooperativa. Algumas distribuidoras solicitaram alteração no estatuto, mesmo sem o poder de deferir ou indeferir esse documento, atribuição que é da Junta Comercial (GARCIA FILHO, 2022) (BRASIL, 1971).

Ainda, a informação de acesso proveniente da COPEL algumas vezes não é suficientemente clara, dado que o valor de investimentos na rede apresentado não detalha a participação financeira da distribuidora. Esse fato pode desestimular muitas vezes os investidores, sendo que, na realidade, o negócio seria viável economicamente (GARCIA FILHO, 2022).

2.3.3 – Empresas integradoras

Em algumas empresas integradoras, uma dificuldade trata-se da desinformação, especificamente sobre a modalidade de geração compartilhada. Nesse mercado, existem empresas integradoras ineficientes quanto a executar e gerir os projetos, sem os conhecimentos negociais necessários para empreender no setor. Uma das ações que a Sinergi Cooperativa está desenvolvendo no Núcleo Setorial de Energia Solar Fotovoltaica em parceria com o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae) é a criação de um selo para a verificação das integradoras, incentivando práticas corretas de comercialização e instalação de equipamentos (GARCIA FILHO, 2022).

2.3.4 – Secretaria de Fazenda

A maior barreira que a geração compartilhada enfrenta atualmente, particularmente no estado do Paraná, é a tributária junto à Secretaria de Fazenda. A cobrança do ICMS gera um prejuízo mensal considerável nas cooperativas (GARCIA FILHO, 2022).

O debate sobre a ilegalidade da cobrança do ICMS na GD está crescendo no país. A própria ANEEL define na Resolução Normativa nº 482 de 2012 (REN 482/2012) que o SCEE é baseado no "empréstimo gratuito da energia gerada pelo consumidor à distribuidora" (ANEEL, 2012). Portanto, não se justifica a incidência do ICMS quando não estão presentes os seus elementos materiais constitucionalmente definidos: (i) mercadoria, (ii) operação e (iii) circulação (ALVARENGA; ANDRADE, 2022).

A energia elétrica gerada não pode ser tratada como mercadoria, uma vez que é um excedente emprestado pelo cooperado prosumidor à distribuidora e não um bem comercializado. Ainda, a GD possui como objetivo utilizar a sua própria energia produzida e, por consequência, não há operação, uma vez que não ocorre venda do excedente injetado na rede de distribuição, mas um empréstimo gratuito. Com relação à circulação, o Superior Tribunal de Justiça (STJ), já corroborado pelo Supremo Tribunal Federal (STF), consolidou o entendimento de que o simples deslocamento de mercadoria de um estabelecimento para outro do mesmo contribuinte não constitui fato gerador do ICMS (ALVARENGA; ANDRADE, 2022).

2.4 Reflexos da Lei nº 14.300

A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (BRASIL, 2022). A nova lei mostra-se como positiva para a GD em geral e também, particularmente, para a geração compartilhada. O primeiro ponto a se considerar para essa conclusão é que a cobrança do uso da rede de distribuição possui um impacto pequeno comparado à inflação energética anual que existe no Brasil, considerando os reajustes de tarifa de energia elétrica (GARCIA FILHO, 2022).

Em segundo lugar, alguns dispostos específicos da nova lei fortalecem os modelos de negócios envolvendo a geração compartilhada. Como exemplo, considerar a GD como autoprodução de energia, sendo que existe súmula no STJ que dispõe sobre a autoprodução de energia como não podendo ser tributada (BRASIL, 2022). Essa questão é importante para isentar o ICMS, PIS e COFINS, o que impacta de maneira considerável na geração compartilhada (GARCIA FILHO, 2022).

2.5 Perspectivas futuras

Apesar de criada em 2015, com a REN 687/2015, essa modalidade de GD ainda é muito nova para o mercado e os grandes grupos de empreendedores estão conhecendo agora essa possibilidade de investimento no mercado cativo. Dessa forma, independente até mesmo da cobrança do uso da rede, nos próximos 5 anos, devem crescer os modelos negociais de geração compartilhada no Brasil (FRÂNCICA, 2021) (NASCIMENTO, 2021) (PSCHEIDT, 2021), principalmente observando o cenário europeu atual (GARCIA FILHO, 2022).

Na Europa, atualmente, são mais de 1300 cooperativas de geração compartilhada de energia elétrica, sendo que aproximadamente 900 estão na Alemanha. Naturalmente, no Brasil, principalmente no setor elétrico e de energias renováveis, para o qual se importa grande parte dos equipamentos da Alemanha, deve ocorrer uma mesma tendência de crescimento (GARCIA FILHO, 2022) (CONGRESSO BRASILEIRO DE GERAÇÃO COMPARTILHADA, 2022).

3. CONCLUSÕES

Verifica-se que o modelo negocial de cooperativa de energia elétrica que predomina atualmente no estado do Paraná é um no qual são separados os cooperados prosumidores dos cooperados consumidores, com encontro de interesses favorecido pela entidade cooperativa. A cooperativa também intermedia as relações com as concessionárias de energia e com as empresas integradoras.

Existiram e existem dificuldades para implantar e operar a geração compartilhada. O processo de constituição de uma cooperativa possui particularidades burocráticas e jurídicas, as quais podem constituir dificuldades de implantação da modalidade. Ainda, certos pontos da REN 687/2015 permanecem dúbios e, felizmente, a nova Lei nº 14.300 esclareceu alguns desses aspectos. Portanto, essa lei é positiva para o setor energético e impacta

fortemente na geração compartilhada, considerando a possibilidade de isenção do ICMS.

Ademais, as perspectivas futuras para essa modalidade de GD são promissoras e o número dos empreendimentos com geração compartilhada no Brasil deve crescer nos próximos anos, seguindo a tendência de países europeus.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVARENGA, G. C.; ANDRADE, D. R. Composição da conta de energia na geração distribuída e a inconstitucionalidade da cobrança do ICMS, 2022. Disponível em: <https://www.migalhas.com.br/depeso/363603/composicao-da-conta-de-energia-na-geracao-distribuida-e-o-icms>. Acesso em: 04 jun. 2022.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. Acesso em: 04 jun. 2022.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. Acesso em: 04 jun. 2022.

BRASIL. Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l5764.htm>. Acesso em: 04 jun. 2022.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2014.300%2C%20DE%206%20DE%20JANEIRO%20DE%202022&text=Institui%20o%20marco%20legal%20da,1996%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAncias>. Acesso em: 04 jun. 2022.

CONGRESSO BRASILEIRO DE GERAÇÃO COMPARTILHADA. 1º Congresso Brasileiro De Geração Compartilhada. Disponível em: <https://cbdegeracaocompartilhada.com.br/>. Acesso em: 04 jun. 2022.

ENGIE. Planejamento energético é caminho para economia e consumo consciente, 2021. Disponível em: <https://blog-solucoes.engie.com.br/consul

toria-gestao-energia/planejamento-energetico-economia-consumo-consciente/#:~:text=Uma%20matriz%20diversificada%20precisa%20de,de%20lenha%20e%20carv%C3%A3o%20vegetal>. Acesso em: 04 jun. 2022.

FRÂNCICA, A. L. C. Geração Compartilhada de Energia Através de Consórcios e Cooperativas. Entrevista realizada por Allana Netto em 10 de novembro de 2021, por Google Meet.

GARCIA FILHO, J. B. Geração Compartilhada de Energia Através de Consórcios e Cooperativas. Entrevista realizada por Allana Netto em 04 de março de 2022, por Stream Yard.

GEDISA ENERGIA. Geração Distribuída: quem pode fornecer energia para as cooperativas?, 2021. Disponível em: <https://gedisa.com.br/post/45/geracao-distribuida-quem-pode-fornecer-energia-para-as-cooperativas>. Acesso em: 04 jun. 2022.

LIMA, D. B. Cooperativas de energia: guia de constituição de cooperativas de geração distribuída fotovoltaica, Sistema OCB, Cooperação Alemã, Giz, DGRV, 2018. Disponível em: <https://api.somoscooperativismo.coop.br/portal/arquivopublicacao/arquivo/get/71>. Acesso em: 04 jun. 2022.

NASCIMENTO, E. L. Geração Compartilhada de Energia Através de Consórcios e Cooperativas. Entrevista realizada por Allana Netto em 11 de novembro de 2021, por Google Meet.

PSCHEIDT, M. L. Geração Compartilhada de Energia Através de Consórcios e Cooperativas. Entrevista realizada por Allana Netto em 09 de novembro de 2021, por Google Meet.

SINERGI. Quem somos. Disponível em: <https://sinergicooperativa.com.br/quem-somos/>. Acesso em: 04 jun. 2022.

POLÍTICAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA EDIFICAÇÃO INTERNACIONAIS E NACIONAIS: UM ESTUDO COMPARATIVO

Cristian Esmeraldino Bonfante[1]; Kátia Cilene Rodrigues Madruga[1]; Márcio Rosa D'Avila[2]

[1]Universidade Federal de Santa Catarina;
[2]Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

RESUMO

Atualmente, a produção e consumo de energia são os principais responsáveis por emitir gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera. Nesse contexto, as edificações consomem cerca de até 40% da energia produzida no mundo, sendo que, as construções residenciais representam uma considerável fatia desta demanda. Além disso, emitem grande quantidade de CO2 na atmosfera. Entretanto, estudos indicam que elas também apresentam um grande potencial para a conservação energética, especialmente, quando há incentivos públicos à eficiência. Dessa forma, países no mundo todo, principalmente da União Europeia (UE), iniciaram discussões a respeito da necessidade de implantar políticas com foco em eficiência energética nas edificações (EEE), com o intuito de reduzir o consumo de energia e as emissões de gases. No Brasil, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) as edificações consomem 43,3% da eletricidade produzida. Nesse sentido, apesar das políticas de incentivos a EEE serem mais recentes, verifica-se, que o país tem avançado no tema, desenvolvendo políticas públicas focadas na redução do consumo energético em edificações. Nesse cenário, o objetivo deste trabalho é comparar e analisar as políticas públicas internacionais e nacionais orientadas para eficiência energética na edificação (EEE). O estudo de carácter exploratório e qualitativo envolveu as seguintes etapas: revisão bibliográfica, sistematização e comparação e análise de políticas públicas no contexto internacional e nacional. Entre os principais resultados identifica-se que no nível internacional as políticas de estímulo à eficiência energética estão voltadas para diferentes ações como o desenvolvimento de sistemas construtivos mais eficientes, destacando-se

conceitos como Passive House e a Very High Energy Performance Buildings (VHEPB), o abatimento no valor do imposto de renda e a redução de taxas de financiamento. Os sistemas Passive House e a Very High Energy Performance Buildings (VHEPB) são modelos de construção de alto rendimento energético que buscam obter consumo quase zero de energia pelas edificações. Os Very High Energy Performance Buildings (VHEPB) referem-se às edificações com elevado isolamento térmico e podem ser aplicados a novas edificações ou, então, para aquelas que foram renovadas. No Brasil, foi possível verificar a elaboração de programas de etiquetagens nacionais para edificações, a publicação da Emenda 1:2021 com a revisão da análise de desempenho térmico da ABNT/NBR 15575 e incentivos fiscais, como o abatimento sobre o Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU). Ressalta-se também as certificações de sustentabilidade para edificações, tais como, ACQUA-HQE, PROCEL, SELO CASA AZUL CAIXA e LEED, essas são voluntárias e percebe-se um movimento crescente na sua adoção pelo mercado. Dentre as áreas, que as certificações abordam, está a otimização de processos, reutilização de materiais, eficiência energética, consumo consciente de água, geração de energia renovável, entre outros. O avanço dos critérios de avaliação do desempenho do ambiente construído busca manter e aperfeiçoar a satisfação do usuário durante a utilização do imóvel, não tão somente em um determinado momento, e sim ao longa da vida útil do empreendimento. Igualmente, o estudo apontou para algumas similaridades entre algumas políticas internacionais e nacionais orientadas para EEE, tais como: abatimento em impostos como o IPTU Verde, certificação de edificações que atendem a padrões sustentáveis e energéticos e normas técnicas com índices mínimos de eficiência. Conclui-se pela investigação que, no diz respeito a abordagem do tema EEE, no âmbito internacional o tema vem sendo trabalhado há mais tempo que no Brasil. Isso tem garantido maiores investimentos e a criação de mais políticas orientadas para a temática. No país, entretanto, apesar dos avanços na área estarem

crescendo, é notório que sua evolução se dá de forma tímida, com poucas ações e investimentos voltados ao desenvolvimento de edificações mais eficientes.
Palavras-chave: Eficiência Energética; Edificações; Políticas Públicas Nacionais e Internacionais.

ABSTRACT

Currently, the production and consumption of energy are mainly responsible for emitting greenhouse gases (GHG) into the atmosphere. In this context, buildings consume up to 40% of the energy produced worldwide, and residential buildings represent a considerable share of this demand. In addition, they emit large amounts of CO2 into the atmosphere. Nevertheless, studies indicate that they also have great potential for energy conservation, especially when there are public incentives for efficiency. Thus, countries around the world, especially in the European Union (EU), began discussions about the need to implement policies focused on energy efficiency in buildings (EEB) in order to reduce energy consumption and gas emissions. In Brazil, according to the Energy Research Company, buildings consume 43.3% of the electricity produced. In this sense, although the incentive policies for EEB are more recent, it can be seen that the country has advanced in the theme, developing public policies focused on reducing energy consumption in buildings. In this scenario, the objective of this paper is to compare and analyze international and national public policies focused on energy efficiency in buildings (EEB). The exploratory and qualitative study involved the following steps: literature review, systematization and comparison and analysis of public policies in the national and international context. Among the main results it was identified that at the international level the policies to stimulate energy efficiency are focused on different actions such as the development of more efficient building systems, highlighting concepts like Passive House and Very High Energy Performance Buildings (VHEPB), income tax rebates and reduction of financing rates. Passive House and Very High Energy Performance Buildings (VHEPB) systems are high energy performance building models that seek to achieve nearly zero energy consumption by

buildings. Very High Energy Performance Buildings (VHEPB) refer to buildings with high thermal insulation and can be applied to new buildings or those that have been renovated. In Brazil, it was possible to verify the development of national labeling programs for buildings, the publication of Amendment 1:2021 with the revision of the thermal performance analysis of Brazilian Norm, ABNT/NBR 15575, and tax incentives, such as the abatement on the Property Tax (IPTU). It is also worth mentioning the sustainability certifications for buildings, such as ACQUA-HQE, PROCEL, SELO CASA AZUL CAIXA, and LEED. Among the areas that the certifications address is process optimization, reuse of materials, energy efficiency, conscious water consumption, and renewable energy generation among others. The advancement, of the criteria for evaluating the performance of the built environment seeks to maintain and improve user satisfaction during the use of the building, not only in a given moment, but throughout the life of the enterprise. Likewise, the study pointed to some similarities between some international and national EEB-oriented policies, such as: municipal tax rebates known as Green IPTU, certification of buildings that meet sustainable and energy standards, and technical standards with minimum efficiency indexes. The research concludes that, as far as the EEE theme is concerned, in the international scope the theme has been worked on for longer than in Brazil. This has guaranteed greater investments and the creation of more policies oriented towards the theme. In the country, however, despite the fact that advances in the area are growing, it is clear that its evolution is timid, with few actions and investments aimed at the development of more efficient buildings.

Keywords: Energy Efficiency; Buildings; National and International Public Policies.

1. INTRODUÇÃO

As edificações são responsáveis pelo consumo boa parte da energia produzida no mundo. No Brasil elas consomem 43,3% da eletricidade produzida, sendo que 27,6% são consumidas pelas residências (EPE, 2021). Além disso,

de acordo com a Agência Internacional de Energia as edificações são responsáveis pela emissão de um terço do total dos Gases do Efeito Estufa (GEE) no meio ambiente (IEA, 2021).

Nesse sentido, países da União Europeia (UE) iniciaram discussões a respeito da necessidade de implantar medidas de eficiência energética para as edificações (EEE), com o intuito de reduzir o consumo de energia e as emissões de CO2 (CHARLIER, 2015). Portanto, uma série de regulamentações, políticas públicas e incentivos financeiros e fiscais foram adotados por esses países (BUKARICA; KINDERMAN; PESUT; ZIDAR, 2017).

Assim como no panorama internacional, no Brasil há programas e políticas orientados para EEE. Os programas, PROCEL EDIFICA e Selo Casa Azul (SCA) da Caixa Econômica Federal (CEF) podem ser citados como um dos meios de estimular a construção de obras eficientes (COMIN, 2016).

Diante desse cenário, o objetivo deste trabalho é comparar e analisar as políticas públicas internacionais e nacionais orientadas para eficiência energética na edificação. Para tanto, realizou-se um estudo de carácter exploratório e qualitativo, que envolveu as seguintes etapas: revisão bibliográfica, sistematização, comparação e análise.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Políticas Internacionais para EEE

Na União Europeia (EU) a primeira grande discussão a respeito da eficiência energética nas edificações aconteceu com a Diretiva SAVE, no ano de 1993. A Diretiva propôs a obrigação dos países membros da criação e implementação de programas a eficiência energética, de modo a mitigar as emissões de CO2 (MANCISIDOR; URAGA; MANCISIDOR; LOPEZ, 2009).

Um marco importante na contribuição à eficiência energética das edificações foi a criação da *Energy Performance of Building Directive* (EPBD), no ano de 2002. Essa definiu padrões mínimos de desempenho energético em edifícios, adotando medidas principalmente quanto ao isolamento térmico (PAPADOPOULOS, 2016).

Em 2007 a Itália estabeleceu uma política de redução do imposto de renda em até 55% para aqueles que aderissem a mudanças como: melhorias no isolamento térmico do envoltório, troca de sistema de aquecimento, substituição de janelas e portas, além de instalação de sistemas de painéis para aquecimento da água (ALBERINI; BIGANO, 2015).

Na Espanha foram propostos incentivos fiscais à eficiência das habitações. Um deles, chamado *Real Estate Tax* (RET), está relacionado ao abatimento de até 50% do valor total do imposto sobre imóveis, para o contribuinte que aplicar em sua habitação sistema térmico de aproveitamento da luz solar. Outro incentivo implantado se chama *Tax on Building, Installations and Infrastructural Work* (TBIIW), que se trata da redução do imposto sobre construção e instalações de obras de infraestrutura, para aqueles que adotarem sistemas térmicos ou elétricos que utilizam a energia solar (FERNÁNDEZ ORTE, 2009) (I GALTÉS, 2018).

A Alemanha foi um dos países pioneiros na implementação de medidas mínimas de eficiência energética para as edificações. O país desenvolveu modelos de construção de alto rendimento energético, a fim de obter consumo quase zero de energia. Destacam-se o modelo de *Very High Energy Performance Buildings* (VHEPB) e a *passive house*, que possuem um alto nível de isolamento e necessitam de pouca energia para sua vida útil (SCHIMSCHAR; BLOK; BOERMANS; HERMELINK, 2011).

Na América Latina a temática da eficiência energética vem sendo tratada há alguns anos, desde a década de 90. De acordo com a Secretaria de Planejamento Energético Estratégico da Argentina, o país pretende reduzir seu consumo de energia em 10,2% até o ano de 2030. Desse valor, o setor da construção que se destaca como maior potencial de redução, será responsável pela economia de até 45,8% do total. Para isso, cerca de 40 medidas serão tomadas a favor da EE (SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO, 2017).

2.2 Políticas Nacionais para EEE

Inicialmente os programas voltados para eficiência energética desenvolvidos no Brasil abordaram a questão no setor de produção e consumo, dando destaque para a área industrial. Esses incluem o Programa de Conservação de Energia Elétrica em Eletrodomésticos (CONSERVE), implementado pelo INMETRO em 1981 e o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) implementado em 1984 (EPE, 2019).

O PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica foi desenvolvido em 1985, por meio da Portaria Interministerial nº 1.877 e nasceu com o objetivo de integrar de forma mais abrangente ações de eficiência energética. Desde sua criação o programa procurou coordenar medidas eficientes para a redução do desperdício de energia elétrica (EPE, 2019).

Em 2001 foi promulgada a Lei da Eficiência Energética que se configura como o principal marco referente à eficiência. Essa Lei dispõe sobre as políticas nacionais de energia com enfoque na conservação de energia e preservação do meio ambiente. O Decreto nº 4.059 de 2001 regulamenta a Lei da Eficiência Energética e estabelece indicadores de níveis de EE (EPE, 2019).

No que diz respeito às normatizações, a primeira norma brasileira (NBR) voltada ao desempenho térmico de edificações foi a NBR 15.220 implantada em 2003, pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Inicialmente era destinada às habitações de interesse social. Atualmente está em vigor a ABNT NBR 15.575: 2013, que estipula níveis mínimos de desempenho para cada sistema construtivo, como, estrutural, pisos, paredes, coberturas, e sistemas hidros sanitários (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMA TÉCNICA, 2003); (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMA TÉCNICA, 2013).

Em 2003, foi criado uma subcategoria do PROCEL, chamado Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações (PROCEL EDIFICA). Esse programa objetiva apoiar projetos na área de conservação de energia em edificações residenciais, comerciais, de serviços e públicas (EPE, 2019). Já no final de 2014, foi lançado o Selo Procel Edifica, com o objetivo de identificar as edificações que possuem melhor desempenho energético (INOVATECH, 2018).

Outro programa de certificação nacional desenvolvido foi o Selo Casa Azul - SCA, criado pela Caixa Econômica Federal (CAIXA) em 2009. O selo foi o primeiro sistema brasileiro desenvolvido com a finalidade de classificação do índice de sustentabilidade de projetos habitacionais. Além disso, estabeleceu critérios de eficiência energética, com foco no uso de equipamentos mais eficientes e redução do consumo de energia (CAIXA, 2021).

Em 2011 o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Plano Nacional de Eficiência Energética PNEf que visa atender as metas elaboradas no Plano Nacional de Energia PNE 2030, publicado em 2006. Nesse sentido, o PNEf estabelece setores sobre os quais se deve pensar na redução do consumo de energia, tais como, indústrias, edificações, iluminação pública, e traça caminhos para o seu cumprimento (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2011).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A fim de sistematizar as informações para comparação e análise, dois quadros foram elaborados. O Quadro 1 apresenta um resumo das políticas adotadas no nível internacional. As informações foram organizadas por local, política, ano e definição.

Quadro 1 - Medidas internacionais a EEE (continua)

Local	Política a EEE	Ano	Definição
União Europeia	Diretiva de SAVE	1993	Orientou melhorias em questões de aquecimento, isolamento térmico.
União Europeia	*Energy Performance of Building Directive* (EPBD)	2002	Definiu padrões mínimos de desempenho energético em edifícios
Itália	Redução do imposto de renda	2007	Destinou àqueles que apresentassem melhorias no isolamento térmico do envoltório, instalação de sistemas de painéis para aquecimento da água entre outros.
Espanha	*Real Estate Tax* (RET)	x	Contemplou o (a) contribuinte que aplicou em sua habitação sistema térmico de aproveitamento da luz solar,

Espanha	*Tax on Building, Installations and Infrastructural Work* (TBIIW)	x	Destinou àqueles que possuíam sistemas térmicos ou elétricos que utilizam a energia solar
Alemanha	*Very High Energy Performance Buildings* (VHEPB)	x	Propôs modelos de construção de alto rendimento energético a fim de obter consumo quase zero de energia
Alemanha	*Passive House*	x	Adotou modelos de construção de alto rendimento energético a fim de obter consumo quase zero de energia

Fonte: Elaborado pelo autor, (2022)

No âmbito internacional é possível observar investimentos em diferentes campos voltados a EEE, tais como, incentivos, abatimentos fiscais, implantação de programas de eficiência energética, aplicação de normativas e desenvolvimento de técnicas construtivas. Na Espanha, por exemplo, existem ações de incentivos, como a redução de taxas para aqueles que adotam medidas eficiente para a edificação, como a Real Estate Tax (RET) e Tax on Building, Installations and Infrastructural Work (TBIIW).

Já em outros países, como na Alemanha, é possível observar avanços no desenvolvimento de técnicas construtivas eficientes condizentes ao clima do país, como *Passive House* e *Very High Energy Performance Buildings* (VHEPB). Ambas as propostas, oferecem um sistema construtivo com alto rendimento energético, baseado em elevados níveis de isolamento térmico e aplicação de sistemas tecnológicos, a fim de obter consumo quase zero de energia.

O Quadro 2 traz em ordem cronológica as principais políticas públicas desenvolvidas no Brasil, elaborado por política, ano e definição.

Quadro 2 – Políticas de incentivo à EEE no Brasil

Política	Ano	Definição
CONSERVE	1981	Objetiva incentivar o desenvolvimento de técnicas mais eficientes na indústria.
INMETRO	1984	Objetiva a conservação de energia elétrica em eletrodomésticos
Programa Brasileiro de Etiquetagem PBE	1984	Objetiva etiquetar os equipamentos, informando o nível de eficiência.
PROCEL	1985	Objetiva integrar de forma mais abrangente ações de eficiência energética.
Lei da Eficiência Energética	2001	Estabelece indicadores de níveis de EE.
ABNT NBR 15.220	2003	Estipula medidas mínimas de conforto térmico às habitações de interesse social.
Procel Edifica	2003	Tem como objetivo apoiar projetos na área de conservação de energia em edificações residenciais, comerciais, de serviços e públicas.
Selo Casa Azul - SCA	2009	Propõe o Selo nacional de classificação do índice de sustentabilidade de projetos habitacionais.
Plano Nacional de Eficiência Energética PNEf	2011	Tem como objetivo debater a temática conservação de energia e definir caminhos de atuação.
Atualização da ABNT NBR 15.575	2013	Atualiza a Norma de Desempenho de Edificações Habitacionais. Estipulou níveis mínimos de desempenho.
Selo Procel Edifica	2014	Tem como objetivo identificar as edificações que possuem melhor desempenho energético.

Fonte: Elaborado pelo autor, (2022)

No Brasil, os avanços a respeito da EEE se destacam através das normativas implantadas pela ABNT e pelos programas de etiquetagem de edificações. Atualmente está em vigor a Emenda 1:2021 com a revisão da análise de desempenho térmico da ABNT/NBR 15.575, que estipula níveis

mínimos de desempenho para cada sistema construtivo da edificação, como, estrutural, pisos, paredes, coberturas, e sistemas hidros sanitários.

Com relação aos programas de etiquetagem nacionais, destaca-se o SELO PROCEL EDIFICA, ACQUA-HQE e SELO CASA AZUL CAIXA. Dentre as áreas, que as certificações abordam, está a otimização de processos, utilização de materiais sustentáveis, eficiência energética, consumo consciente de água, geração de energia renovável, entre outros. Com isso, os critérios de avaliação do desempenho do ambiente buscam qualificar o espaço na utilização do imóvel, não tão somente em um determinado momento, e sim ao longa da vida útil do empreendimento.

Comparando os quadros 01 e 02, é possível observar, que no âmbito internacional, o assunto vem sendo discutido há mais tempo que no Brasil. Em alguns pontos verificam-se similaridades nas políticas como as normativas para níveis mínimos de eficiência na edificação. Entretanto, com relação aos incentivos financeiros e criação de técnicas construtivas adaptadas às condicionantes locais, outros países, em especial, da União Europeia, apresentam maiores números e variedades de políticas e programas voltadas especificamente a EEE.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por meio da investigação verificou-se, que no âmbito internacional e nacional, tem sido desenvolvido políticas orientadas à eficiência energética. Entretanto, identificou-se no caso do Brasil, apesar de alguns avanços, a importância em continuar investindo em políticas, que fomentem o desempenho e a eficiência energética no setor residencial, uma vez, que esse é responsável por um consumo significativo de energia elétrica. Nesse sentido, as políticas de incentivos fiscais e financeiras podem ser ferramentas de apoio importantes na promoção de medidas de eficiência nas edificações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBERINI, A.; BIGANO, A. *How effective are energy-efficiency incentive programs? Evidence from Italian homeowners. Energy Economics,* v. 52, p. S76–S85, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMA TÉCNICA. NBR 15220: Desempenho Térmico de Edificações. Rio de Janeiro: ABNT/CB-02-Comitê Brasileiro de Construção Civil. 1–66, 2003.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 15575-1: edificações habitacionais: desempenho: parte 1: requisitos gerais. 2013.

BUKARICA, V.; KINDERMAN, A.; PESUT, D.; ZIDAR, M. Renovation in Buildings. ODYSSEE-MURE, p. 4, 2017.

CAIXA, Caixa Econômica Federal -. GUIA SELO CASA AZUL + CAIXA. 2021. Disponível em: https://www.caixa.gov.br/Downloads/selo_casa_azul/guia-selo-casa-azul-caixa.pdf. Acesso em: 02 ago. 2021.

CHARLIER, D. *Energy efficiency investments in the context of split incentives among French households. Energy Policy*, v. 87, p. 465–479, 2015.

COMIN, D. Avaliação da Sustentabilidade em Edifícios Multifamiliares do Programa Minha Casa Minha Vida em Criciúma, SC, segundo o Selo Casa Azul. MIX Sustentável, v. 2, n. 1, p. 270, 2016.

EPE. Atlas da Eficiência Energética. EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2021. Rio de Janeiro: Epe, 2021.

FERNÁNDEZ ORTE, J. *La Variable Medioambiental en la Imposicion Estatal. Crónica tributaria*, n. 132, p. 93–120, 2009.

I GALTÉS, Joan Pagès. *La devolución del ICIO por obras no iniciadas o no finalizadas. Tributos locales*, n. 134, p. 11-43, 2018.

IEA, International Energy Agency. *Energy technology perspectives. Paris: International Energy Agency*, 2016. 418 p.

INOVATECH. Etiqueta PBE Edifica. 2018. Disponível em: https://inovatechengenharia.com.br/atuacao/certificacoes/etiqueta-pbe-edifica/. Acesso em: 30 jul. 2021.

MANCISIDOR, Itziar Martınez de Alegrıa; URAGA, Pablo Dıaz de Basurto; MANCISIDOR, Inigo Martınez Dealegrıa; LOPEZ, Patxi Ruiz de Arbulo. *European Union's renewable energy sources and energy efficiency policy review: The Spanish perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews,* v. 13, n. 1, p. 100–114, 2009.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Nacional de Eficiência Energética. Premissas e Diretrizes Básicas, p. 156, 2011.

PAPADOPOULOS, A. M. *Forty years of regulations on the thermal performance of the building envelope in Europe: Achievements, perspectives and challenges. Energy and Buildings*, v. 127, n. 2016, p. 942–952, 2016.

SCHIMSCHAR, Sven; BLOK, Kornelis; BOERMANS, Thomas; HERMELINK, Andreas. *Germany's path towards nearly zero-energy buildings-Enabling the greenhouse gas mitigation potential in the building stock. Energy Policy*, v. 39, n. 6, p. 3346–3360, 2011.

SECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO ESTRATÉGICO. Escenarios Energéticos 2030 -MINEM- (ARGENTINA). [s.l.] Ministro de Energía y Minería, 2017.

POLÍTICAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ELÉTRICA: UMA ANÁLISE COMPARATIVA

Arthur Rangel Laureano[1]; Kátia Cilene Rodrigues Madruga[2]; Elise Sommer Watzko[2]

[1]Celesc Distribuição S.A.; [2]Universidade Federal de Santa Catarina

RESUMO

O setor elétrico brasileiro passa por mais um momento de iminente crise no seu fornecimento. Nesse cenário, as ações de eficiência energética se apresentam como uma ótima alternativa para garantir o suprimento de eletricidade de maneira mais rápida, sem a necessidade de expansão do sistema energético, gerando economia de recursos, redução da dependência das importações de energia e diminuição da poluição. A observação de políticas de eficiência energética já desenvolvidas no país e no exterior pode evitar que falhas sejam repetidas e que boas práticas sejam replicadas. O estudo apresentado neste artigo realizou uma análise comparativa entre as políticas internacionais e nacionais de eficiência energética, a fim de discutir algumas possibilidades para o Brasil. Para tanto foi realizada um estudo de carácter qualitativo e exploratório por meio de uma pesquisa bibliográfica e documental. Com base nessa pesquisa, percebe-se que as nações mais desenvolvidas e industrializadas priorizam o setor industrial nos seus programas governamentais de eficiência energética. As ações com sucesso nesses países são resultados de coordenações entre diferentes programas, órgãos governamentais e empresas. No Brasil, entretanto, as ações de eficiência energética elétrica adotadas até o momento não contemplaram as áreas com o maior potencial de eficiência energética e que ainda existem muitas oportunidades a serem exploradas no país para que o mesmo possa vir a estar entre aquelas nações que se destacam por consumirem energia de forma racional.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Economia de Energia; Expansão Energética; Oportunidades; Políticas Públicas.

ABSTRACT

The Brazilian electricity sector is going through another moment of imminent crisis in its supply. In this scenario, energy efficiency actions present themselves as a great alternative to ensure the supply of electricity more quickly, without the need to expand the energy system, generating savings in resources, reducing the dependence on energy imports and reducing pollution. The observation of policies already developed in the country and abroad can prevent failures from being repeated and good practices from being replicated. The study presented in this paper conducted a comparative analysis between international and national energy efficiency policies in order to discuss some possibilities for Brazil. To this end, a qualitative and exploratory study was conducted by means of a bibliographical and documental research. Based on this research, it can be seen that the most developed and industrialized nations prioritize the industrial sector in their government programs for energy efficiency. The successful actions in these countries are the result of coordination between different programs, government agencies and companies. In Brazil, however, the electric energy efficiency actions adopted so far have not contemplated the areas with the greatest potential for energy efficiency, and there are still many opportunities to be explored in the country so that it can be one of those nations that stand out for consuming energy rationally.

Keywords: Energy Efficiency; Energy Savings; Energy Expansion; Opportunities; Public Policies.

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passa por mais um momento de iminente crise no seu fornecimento, fruto de falhas no planejamento energético feito pelo Governo Federal, atrasos nas construções de grandes usinas e no perfil da nossa matriz energética elétrica, fortemente dependente de uma única fonte. Desde seu início, no final do século XIX, até o final do século XX, o Brasil focou o desenvolvimento de sua matriz de energia elétrica na hidroeletricidade. Essa priorização em torno das hidrelétricas foi reforçada também pela consolidação

de especializações em engenharia nas universidades brasileiras. Em 2000 as hidrelétricas forneceram 87,24% da energia elétrica gerada no país (EPE, 2021; PAVANELLI; IGARI, 2019).

Os períodos de seca atrelados a situação precária do setor elétrico no final da década de 1990 e a opção tecnológica adotada até então para a matriz elétrica brasileira culminaram em uma série de apagões ocorreram nas principais cidades brasileiras em 2001, no que ficou conhecido como o “Apagão”. Essa crise foi o responsável pela primeira mudança disruptiva em termos de fonte de geração de energia elétrica, consolidando o papel das termelétricas no sistema elétrico brasileiro e abrindo espaços para outras fontes de energia elétrica, como a energia eólica e a geração de eletricidade através de biomassa (PAVANELLI; IGARI, 2019).

Entretanto a dependência das hidrelétricas ainda é muito forte. De acordo com os dados publicados no Balanço Energético Nacional (BEN), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2021), a participação da geração hidráulica na matriz de energia elétrica brasileira diminuiu de 82,75% em 2002 para 65,2% em 2020.

Com isso a geração de energia elétrica no Brasil continua altamente dependente dos recursos hídricos disponíveis, sendo diretamente afetada pelos períodos de seca cada vez maiores e mais frequentes. Esse cenário exige que novas alternativas para atender ao crescimento no consumo de energia elétrica sejam criadas e incentivadas, para que assim seja possível minimizar o risco de um novo colapso no sistema elétrico do Brasil nos próximos anos.

Dentre as possíveis alternativas que podem ser implantadas e incentivadas, encontra-se as ações de eficiência energética. A energia economizada por essas ações pode ser disponibilizada a novos consumidores, sem a necessidade de expansão do sistema elétrico, como uma espécie de “usina virtual” (MME, 2011).

Para Brown (2015), o estudo e análise das políticas públicas já desenvolvidas evitam que falhas anteriores sejam repetidas e os sucessos sejam replicados e expandidos. Diante disso, entende-se como oportuno e necessário

uma análise comparativa entre as políticas internacionais e nacionais de eficiência energética elétrica, a fim de discutir algumas possibilidades para que a eficiência energética no Brasil possa auxiliar a diminuir os riscos de crise no fornecimento de energia elétrica no país. Para tanto, realizou-se um estudo de carácter qualitativo e exploratório por meio de uma pesquisa bibliográfica e documental.

2. REVISÃO TEÓRICA

2.1 Eficiência Energética

A eficiência energética pode ser definida como o uso de menos energia para fornecer o mesmo ou um número maior de bens e serviços (BROWN, 2015). A eficiência energética desempenha um papel de grande importância na obtenção das metas globais de clima e sustentabilidade, bem como nas transições para energias limpas, sendo a chave para mudar os caminhos de desenvolvimento dos países em direção ao crescimento econômico com baixo teor de carbono (IEA, 2020; TAYLOR *et al.*, 2008).

O *National Action Plan for Energy Efficiency* (2009) informa que ações de eficiência energética possuem um potencial de redução na ordem de 20% do uso final de energia, além de apresentar custos substancialmente menores que a implementação de novas fontes de fornecimento de energia. Para Brown (2015), a eficiência energética é frequentemente o recurso de energia mais rápido, mais barato e mais limpo. Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018) informam que na maioria das vezes o custo para se conservar 1 kWh é menor do que o valor necessário para a sua produção.

Apesar de seus múltiplos benefícios comprovados e do seu potencial para se tornar o maior recurso de energia para atender à crescente demanda de energia em todo o mundo, a eficiência energética continua subutilizada em todo o mundo, embora os retornos financeiros atuais sejam fortes, principalmente nos países em desenvolvimento e nas economias em transição (CASTRO-ALVAREZ *et al.*, 2018; TAYLOR *et al.*, 2008).

2.2 Principais Políticas Públicas Internacionais

Cada país possui sua própria política e legislação sobre energia e eficiência energética. A *American Council for a Energy-Efficient Economy* (ACEEE) é responsável pela elaboração do *International Energy Efficiency Scorecard*, um relatório que classifica os 25 maiores países consumidores de energia em suas políticas e programas de eficiência energética. Juntas essas nações representaram 78% de toda a energia consumida no planeta e 80% do Produto Interno Bruto mundial em 2014. (CASTRO-ALVAREZ *et al.*, 2018).

Através desse relatório é possível identificar os países com as melhores práticas em políticas públicas voltadas para a eficiência energética e utilizar os mesmos como referências internacionais. Alemanha e Itália estão empatadas em primeiro lugar com 75,5 dos 100 pontos possíveis no ranking, seguidos por França, Reino Unido, Japão, Espanha, Holanda, China, Taiwan, Estados Unidos e Canadá entre os 10 primeiros lugares. (CASTRO-ALVAREZ *et al.*, 2018).

Nas nações mais desenvolvidas e industrializadas, como Estados Unidos, China, Japão, Reino Unido e países da União Europeia, o setor industrial é priorizado nos programas governamentais de eficiência energética. O relatório informa ainda que o México foi o país com a maior evolução no ranking, saindo da 19ª colocação na edição de 2016 para a 12ª colocação nessa edição, reflexo das ações e políticas de eficiência energética voltadas para as grandes instalações industriais. O Brasil aparece na 20ª colocação, a frente de apenas outras 5 nações (CASTRO-ALVAREZ *et al.*, 2018).

Na Alemanha, as medidas de eficiência energética são financiadas principalmente por um fundo rotativo, por meio do qual os incentivos são pagos com a economia de energia acumulada. O fundo criado pelo governo alemão (Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW) faz parcerias com bancos privados para oferecer condições de empréstimos vantajosas aos consumidores que desejam investir em eficiência energética. Não apenas por meio de empréstimos a juros baixos e títulos monetários do governo, mas também por meio de doações significativas, que, ao contrário das isenções fiscais, fluem diretamente para os investidores (CAN *et al.*, 2014).

Já a Itália, França e Reino Unido têm como destaque a utilização dos Certificados Brancos. Esse sistema consiste em primeiro estabelecer uma meta absoluta de redução da demanda de energia e, posteriormente, permitir a comercialização dessa obrigação entre os agentes necessários à sua implementação por meio de certificados negociáveis. Os Certificados Brancos estão se tornando bastante populares devido ao seu potencial de eficiência para atingir uma determinada meta, sua aceitabilidade política, seu grande grau de flexibilidade, ou sua ênfase nas reduções absolutas (CAN *et al.*, 2014; LINARES; LABANDEIRA, 2010).

A China reduziu sua intensidade energética por Produto Interno Bruto (PIB) de 1980 a 2000 em 65%. Esse resultado advém das mudanças tecnológicas e estruturais em toda a indústria chinesa. Nas últimas duas décadas os programas chineses focaram no setor industrial, com subsídios para as empresas adotarem novas tecnologias de eficiência energética e eliminarem a capacidade produtiva desatualizada (BROWN, 2015; CAN *et al.*, 2014; LO; WANG, 2013).

Nos Estados Unidos da América (EUA) as políticas energéticas passaram a ter uma visão de longo prazo, reduzindo as barreiras para o mercado de eficiência energética e energias renováveis. Vários estados criaram fundos públicos para servirem como um mecanismo de financiamento para essas ações, permitindo assim um arranjo administrativo mais diverso e flexível no âmbito de suas políticas estaduais de eficiência energética e energias renováveis (SHIH; LATHAM; SARZYNSKI, 2016). Os EUA ainda apresentam um tipo particular de regulação, o *Energy Efficiency Portfolio Standard* (EEPS). Trata-se de um mecanismo para obrigar ou incentivar as distribuidoras de energia a adotarem medidas de eficiência energética para atender parte de sua demanda (THOYRE, 2015 *apud* SILVA, 2018).

Estudo realizado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) e pela Eletrobras apontou que os programas de eficiência energética de maior sucesso no exterior não são ações isoladas, mas sim coordenações entre diferentes programas, órgãos governamentais e empresas. Nestes países existem

departamentos de ministérios ou agências criadas para o planejamento e gerenciamento dos programas de eficiência energética na indústria (BAJAY; SANTANA, 2010).

2.3 Principais Políticas Públicas Nacionais

No Brasil, a crise do petróleo na década de 1970 também ocasionou o início das políticas públicas de energia e eficiência energética. O "Apagão" também contribuiu para que o governo brasileiro criasse e adotasse diversos programas e legislações visando promover a eficiência energética nos diversos usos finais existentes no país (ALTOÉ *et al.*, 2017).

Apenas no Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, publicado em 2007, a eficiência energética foi incorporada ao planejamento energético nacional a longo prazo, estabelecendo metas de conservação de energia a serem alcançadas dentro dos seus respectivos horizontes. Para atender essas metas o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou em 2011 o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf). O objetivo deste instrumento é orientar as ações a serem implantadas no âmbito da eficiência energética, de modo que as mesmas possam se articular e ganhar volume e efetividade, tornando mais fácil a utilização dos recursos disponíveis e a ação integrada dos diversos agentes envolvidos (MME, 2011; SANTOS; HADDAD; BAJAY, 2021).

O PNEf ainda não se traduziu em novas ações e políticas de eficiência energética. O principal obstáculo se deve justamente a falta de a articulação do poder público no desenvolvimento de frentes de trabalho em parcerias com os diversos ministérios e secretarias (ALTOÉ *et al.*, 2017; ASSUNÇÃO; SCHUTZE; BROLHATO, 2018).

Além do PNEf, temos ainda outras políticas que se destacam dentre os diversos programas e legislações promovidos pelo governo brasileiro para o uso eficiente de energia elétrica. O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) é um programa de etiquetagem energética de produtos com papel fundamental na implementação da Lei de Eficiência Energética (padrões mínimos de eficiência para equipamentos). O Programa de Conservação de Energia Elétrica

(PROCEL) possui ações voltadas para capacitação, disseminação de informações e boas práticas energéticas, regulamentação e critérios para etiquetagem de edificações e assessoria e apoio na implantação de projetos de eficiência energética. E o Programa de Eficiência Energética da ANEEL (PEE ANEEL) é o programa com o maior volume de recursos, oriundo de encargos sobre a vende de energia elétrica, executados pelas distribuidoras de energia elétrica de todo o Brasil como obrigação legal prevista em seus contratos de concessão (MME, 2011; SILVA, 2018).

De acordo com estudo sobre o PEE ANEEL realizado por Silva (2018), apenas projetos voltados para o setor industrial e de cogeração se apresentam eficazes. Entre 2008 e 2019 foram investidos R$ 2,3 bilhões no programa, dos quais 51,36% foram destinados a projetos da tipologia baixa renda, sendo seguidos pelos projetos da tipologia poder público, com 12,57% desse investimento, e projetos da tipologia residencial, com 8,24%. O setor industrial recebeu apenas 4,02% do valor total despendido pelo PEE ANEEL neste período, mesmo sendo o maior consumidor de eletricidade no Brasil, com 36,6% de toda energia elétrica consumida no país no ano de 2020 (ANEEL, 2021; EPE, 2021).

3. RESULTADOS ENCONTRADOS

Com base na revisão teórica realizada, percebe-se que as nações mais desenvolvidas e industrializadas, como Estados Unidos, Japão, China, Reino Unido, Alemanha e outros países da União Europeia, priorizam o setor industrial nos seus programas governamentais de eficiência energética. Essas nações são também os que apresentam as melhores classificações no *International Energy Efficiency Scorecard*, ranking elaborado e publicado pela ACEEE em 2018.

As políticas com sucesso nesses países são resultados de coordenações entre diferentes programas, órgãos governamentais e empresas. Destacam-se nessas políticas ações como financiamentos a juros baixos e subsídios para implantação de projetos de eficiência energética, comercialização de metas absolutas de redução da demanda de energia, através dos chamados

Certificados Brancos, padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética para os principais equipamentos de uso final de energia e a implantação de taxas ou encargos sobre a venda de energia para financiar programas de eficiência energética.

No Brasil, apesar dos diversos programas e do grande tempo em que alguns deles já são executados, o planejamento energético voltado para a área de eficiência energética é relativamente novo. O PNEf foi implantado apenas em 2011 e até o momento não resultou em novas ações e políticas de eficiência energética devido à falta de articulação do poder público no desenvolvimento de frentes de trabalho em parcerias com as diversas instituições envolvidas.

Os dados levantados apontam que o setor industrial brasileiro, setor que mais consome energia elétrica e que possui um dos maiores potenciais de eficiência energética, é um dos que recebe o menor aporte financeiro dos programas de eficiência energética brasileiros existentes. Em nenhuma dessas políticas governamentais a indústria é priorizada e grande parte do recurso existente para a execução de ações de eficiência energética no Brasil acaba sendo utilizada em setores sem grande impacto no consumo de energia elétrica, como o poder público e consumidores residenciais de baixa renda.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao contrário do que foi verificado nas principais políticas internacionais de eficiência energética, o Brasil não possui uma política de eficiência energética específica voltada para o setor industrial e não prioriza esse setor nos seus programas voltados para essa área. Além disso, o país ainda apresenta uma falta de articulação do poder público no desenvolvimento das ações de eficiência energética em parcerias com as diversas instituições envolvidas.

Como reflexo de sua política energética nacional, o Brasil aparece na 20ª colocação do ranking da ACEEE, a frente de apenas outras 5 nações. Isso demonstra que as ações adotadas até o momento no país não contemplaram as áreas com o maior potencial de eficiência energética e que ainda existem muitas

oportunidades a serem exploradas para que o Brasil possa vir a estar entre os países que melhor utilizam a energia de forma racional.

Para melhorar a eficácia e os resultados dos seus programas de eficiência energética, o Brasil pode buscar replicar as ações de sucesso apresentadas nas principais políticas internacionais de eficiência energética e também repetir o que foi realizado no México, que depois de focar suas ações no setor industrial foi o país com a maior evolução no ranking da ACEEE em 2018.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALTOÉ, L.; COSTA, J. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; MARTINEZ, F. J. R.; FERRAREZ, A. H.; VIANA, L. de A. Políticas públicas de incentivo à eficiência energética. Estudos Avançados, v. 31, n. 89, p. 285–297, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/s0103-40142017.31890022>. Acesso em: 10 ago. 2021

ANEEL. Gestão do Programa - Programa de Eficiência Energética - ANEEL. [s. l.], 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/>. Acesso em: 6 set. 2021.

ASSUNÇÃO, J.; SCHUTZE, A.; BROLHATO, S. Panorama e Desafios da Eficiência Energética no Brasil. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2018. Disponível em: <https://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2018/08/Sumario_ Panorama_Desafios_Eficiencia_Energetica_Brasil.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2022.

BAJAY, S. V.; SANTANA, P. H. de M. Oportunidades de Eficiência Energética para a Indústria: experiências internacionais em eficiência energética para a indústria. Brasília: CNI, 2010. E-book. Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/ publicacoes/2012/9/oportunidades-de-eficiencia-energetica-para-a-industria/#historico-de-programas%20>. Acesso em: 7 mar 2022.

BROWN, M. Innovative energy-efficiency policies: an international review. WIREs Energy Environ, v. 4, p. 1–25, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/wene.125>. Acesso em: 10 ago. 2021.

CAN, S. D. la R. du; LEVENTIS, G.; PHADKE, A.; GOPAL, A. Design of incentive programs for accelerating penetration of energy-efficient appliances. Energy Policy, v. 72, p. 56–66, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2014.04.035>. Acesso em: 18 ago. 2021.

CASTRO-ALVAREZ, F.; VAIDYANATHAN, S.; BASTIAN, H.; KING, J. The 2018 International Energy Efficiency Scorecard. Washington: ACEEE, 2018. Disponível em: <https://www2.aceee.org/l/310911/2018-06-25/2v164b>. Acesso em: 16 ago. 2021.

EPE. Balanço Energético Nacional - BEN. [s. l.], 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 11 ago. 2021.

IEA. Energy Efficiency 2020. Paris: IEA, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/69b516b5-en.> Acesso em: 11 ago. 2021.

JANNUZZI, G. de M.; SWISHER, J.; REDLINGER, R. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: oferta, demanda e suas interfaces. 2a ed. Campinas: IEI Brasil, 2018. E-book. Disponível em: <https://iei-brasil.org/livro-pir/>. Acesso em: 05 nov. 2021.

LINARES, P.; LABANDEIRA, X. Energy efficiency: Economics and policy. Journal of Economic Surveys, v. 24, n. 3, p. 573–592, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1111/j.1467-6419.2009.00609.x>. Acesso em: 10 ago. 2021.

LO, K.; WANG, M. Y. Energy conservation in China's Twelfth Five-Year Plan period: Continuation or paradigm shift? Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 18, p. 499–507, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2012.10.042> Acesso em: 10 ago. 2021

MME. Plano Nacional de Eficiência Energética: Premissas e Diretrizes Básicas. Brasília: MME, 2011. Disponível em: <https://www.mme.gov.br>. Acesso em: 24 out. 2020.

NATIONAL ACTION FOR ENERGY EFFICIENCY. Energy Efficiency as a Low-Cost Resource for Achieving Carbon Emissions Reductions. [S. l.]: ICF International, 2009. Disponível em: <https://www.epa.gov/sites/production/

files/2015-08/documents/ee_and_carbon.pdf>. Acesso em 19 ago. 2021.

PAVANELLI, J. M. M.; IGARI, A. T. Institutional reproduction and change: An analytical framework for brazilian electricity generation choices. International Journal of Energy Economics and Policy, v. 9, n. 5, p. 252–263, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.32479/ijeep.8056>. Acesso em: 10 ago. 2021.

SANTOS, A. H. M.; HADDAD, J.; BAJAY, S. V. Eficiência energética e sua inserção no planejamento energético brasileiro. Revista Brasileira de Energia, v. 27, n. 3, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.47168/RBE.V27I3.643>. Aceeso em: 5 mar. 2022.

SHIH, C. H.; LATHAM, W.; SARZYNSKI, A. A collaborative framework for U.S. state-level energy efficiency and renewable energy governance. The Electricity Journal, v. 29, n. 9, p. 21–26, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.TEJ.2016.10.013>. Acesso em: 18 ago. 2021.

SILVA, R. D. de S. e. Modelo para Tomada de Decisão em Programas de Eficiência Energética no Setor de Distribuição de Eletricidade. 2018. Tese (Doutor em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2018. Disponível em: <https://sucupira.capes.gov.br/sucupira/public/consultas/coleta/trabalhoConclusao/viewTrabalhoConclusao.jsf?popup=true&id_trabalho=6327389#>. Acesso em: 10 ago. 2021.

TAYLOR, R. P.; GOVINDARAJALU, C.; LEVIN, J.; MEYER, A. S.; WARD, W. A. Financing Energy Efficiency: Lessons from Brazil, China, India and Beyond. Washington: The World Bank, 2008.

POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEL DE AVIAÇÃO ATRAVÉS DE ETANOL OBTIDO POR MEIO DE RESÍDUOS DE EUCALIPTO NO BRASIL

Douglas Peterson Munis da Silva[1]; Caio Vinicius Ventura Catarina[1];
Eric Alberto Ocampo Batlle[1]; Luiz Augusto Horta Nogueira[1]; Rafael Silva Capaz[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

A busca pela diminuição das emissões de gases de efeito estufa devido as mudanças climáticas é crescente no mundo todo. Sendo o setor de transporte um dos que mais contribui para essa problemática, é cada vez maior o incentivo para o uso de biocombustíveis. A aviação faz parte desse setor e conta com o abastecimento quase que exclusivo de combustíveis fósseis, que por sua vez possuem uma alta pegada de carbono e contribuem significativamente para intensificação do efeito estufa. Por esta razão, o presente trabalho discute, por meio da avaliação de ciclo de vida e de análise de potencial de produção, uma alternativa para produção de combustível sustentável de aviação. O processo de produção considera a obtenção de etanol a partir de resíduos de eucalipto, produzido através de hidrólise enzimática. O etanol seria então convertido à biocombustível de aviação a partir do processo Alcohol-to-Jet, de onde obtém-se o bioquerosene de aviação. Através dos resultados obtidos e das análises realizadas foi possível identificar um potencial de produção de bioquerosene significativo de 1,4 Mm^3/ano, o que representa 21% da produção de querosene fóssil no Brasil, atrelado a uma pegada de carbono média de 14,4 gCO_{2e}/MJ, ou seja, quase 85% menor em relação ao querosene fóssil.

Palavras-chave: Biocombustível de aviação; Potencial de produção; Resíduos; Eucalipto; Pegada de carbono.

ABSTRACT

The quest to reduce greenhouse gas emissions due to climate change is growing worldwide. Since the transport sector is one of the main contributors to this problem, the incentive for the use of biofuels is increasing. Aviation is part of this sector and is almost exclusively supplied with fossil fuels, which in turn have a high carbon footprint and significantly contribute to the intensification of the greenhouse effect. For this reason, the present work discusses, through life cycle assessment and production potential analysis, an alternative for the production of sustainable aviation fuel. The production process considers obtaining ethanol from eucalyptus residues, produced through enzymatic hydrolysis. Ethanol would then be converted into aviation biofuel using the Alcohol-to-Jet process, from which aviation biokerosene is obtained. Through the results obtained and the analyzes carried out, it was possible to identify a significant biokerosene production potential of 1.4 Mm^3/year, which represents 21% of fossil kerosene production in Brazil, linked to an average carbon footprint of 14.4 gCO2e/MJ, that is, almost 85% lower compared to fossil kerosene.

Keywords: Aviation biofuel; Production potential; Waste; Eucalyptus; Carbon footprint.

1. INTRODUÇÃO

O setor de transporte aéreo, segundo o Cenário de Novas Políticas da *International Energy Agency* (IEA, 2019), será responsável por cerca de 15% do crescimento da demanda global de petróleo até 2030 contribuindo com 3,5% das emissões globais de CO_2.

Diante disso, a Organização Internacional de Aviação Civil se comprometeu em reduzir, até 2050, em 50% as emissões de gases de efeito estufa (GEE) comparados aos níveis de 2005 (RINGSRED et al., 2021). E ainda nesse contexto, empresas aéreas firmaram um acordo que estabeleceu um crescimento neutro de carbono na indústria da aviação a partir de 2020. Ambas

as metas são regidas pela CORSIA, i.e., (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*).

Entre as possibilidades para reduzir as emissões de GEE encontra-se o uso dos biocombustíveis de aviação, ou bioquerosene (aqui denominado de *BioJet*), que eventualmente teriam potencial de diminuir a dependência de combustíveis fósseis e reduzir as emissões de GEE (IATA, 2016). Por essa razão, o interesse em combustíveis renováveis para o setor de aviação tem crescido com a possiblidade de desenvolver combustíveis eficientes e sustentáveis (GUTIÉRREZ-ANTONIO et al., 2017).

Esse trabalho irá avaliar tecnologia *Alcohol-to-Jet* (ATJ), certificada pela ASTM (*American Society for Testing and Materials*), para a produção de combustíveis *drop-in* (ASTM, 2020). Esta tecnologia converte o álcool (etanol ou isobutanol) em biocombustível de aviação por meio da oligomerização do álcool, a fim de formar hidrocarbonetos do conjunto de combustíveis de aviação (WANG; TAO, 2016).

Entre as possibilidades para produção do *BioJet* está o aproveitamento dos resíduos da cultura do eucalipto, a árvore mais plantada no Brasil, contando com cerca de 5,7 Mha plantados, com um ciclo curto de 7 anos sendo cultivada com sucesso em praticamente todas as regiões do país (IBÁ, 2019).

Neste contexto, o eucalipto é considerado uma fonte promissora de biomassa para a produção de biocombustível diante à grande produção e disponibilidade no país (DOLIENTE et al., 2020). A escolha pelo eucalipto é uma ótima alternativa, visto que, grande parte de seus resíduos é deixada no campo (IBÁ, 2019). Segundo os dados de 2018 do Relatório da Indústria Brasileira de Árvores (IBÁ, 2019), 98% dos resíduos são deixados no campo para atuarem como proteção e adubação do solo e são compostos por cascas, galhos, folhas e ponteiras.

2. METODOLOGIA

O trabalho utilizou-se da metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) para cômputo da Pegada de Carbono (PC) do biocombustível de aviação.

As fronteiras do sistema analisado abrangem a obtenção da matéria-prima até o uso do combustível. Uma análise de sensibilidade foi conduzida assumindo variações de parâmetros técnicos. Por fim, uma análise do potencial produtivo no contexto brasileiro foi avaliada.

A rota bioquímica para produção do biocombustível de aviação foi a abordada neste estudo. Esta rota conta com três etapas: a agrícola, referente à produção e/ou coleta dos resíduos florestais, a de pré-tratamento da biomassa e produção de combustível alcoólico e, por fim, a de conversão do combustível em combustível de aviação. Foi considerado que os processos industriais ocorreriam em localidades próximas, o que facilitaria eventuais integrações.

Para a produção de etanol a partir dos resíduos lignocelulósicos, optou-se pela utilização do pré-tratamento por explosão a vapor, devido a sua maturidade técnica e eficiência, seguido do processo de hidrólise enzimática devido sua alta eficiência e relação direta com a matéria-prima escolhida. Conforme mencionado acima, a conversão do etanol para biocombustível de aviação foi feita a partir da tecnologia Alcohol-to-Jet.

2.1 Pegada de carbono

A pegada de carbono (PC) baseou-se na análise de quatro cenários diferentes propostos para a produção de biocombustível de aviação, a fim de proporcionar uma abordagem copiosa para as posteriores análises. Os quatro cenários se diferenciam pela origem de eletricidade para toda a planta e pela origem do hidrogênio (H_2) para a o processo ATJ. A origem da eletricidade refere-se à capacidade de uso da eletricidade excedente da hidrólise enzimática ou a compra. O H_2 poderá ser obtido externamente ao processo ou produzido pela gaseificação da biomassa ou da eletrólise da água. A Figura 1 apresenta cada cenário avaliado.

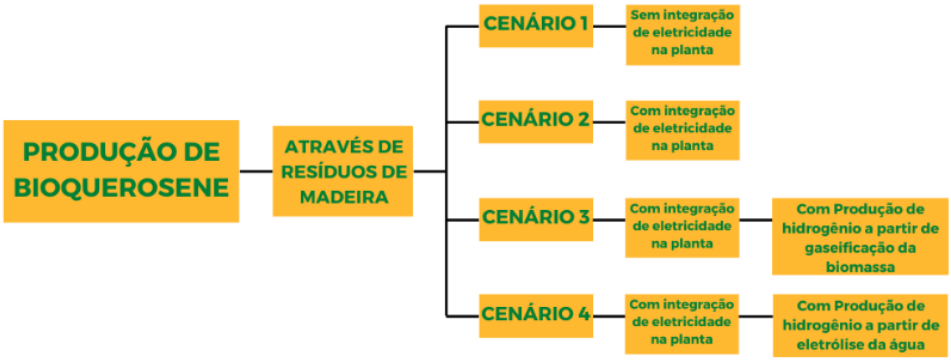


Figura 1 – Estrutura dos cenários elaborados para a produção de *BioJet*

A PC é expressa em gCO_{2e}/MJ de biocombustível aviação. Assumiu-se alocação energética entre os co-produtos e os fatores de emissão associados aos inputs foram baseados na Renovacalc (versão 6.1) (ANP, 2020). Pontua-se que a matéria-prima, sendo residual, carrega carga ambiental nula na sua obtenção, sendo acrescido apenas os gastos com seu manejo e transporte. Os processos produtivos foram descritos a partir de inventários de outros trabalhos como: o inventário de ciclo de vida (ICV) de produção de resíduos de madeira (CAPAZ, 2021), o ICV da produção de etanol 2G por hidrólise enzimática de resíduos de madeira (LNBR, 2018), o ICV para o estágio *Downstream*, como foco na tecnologia ATJ (KLEIN et al., 2018), o ICV da produção de H_2 através da gaseificação de biomassa (MORENO e DUFOUR, 2018), e o ICV de do H_2 da eletrólise de água (CAPAZ, 2021).

Para a análise de sensibilidade, assumiu-se: variações na dosagem de enzima (± 50%), no rendimento do etanol (± 20%) e na distância de transporte (± 50%). Por fim, foram consideradas diferentes fontes de eletricidade (eólica ou solar). As três primeiras variações foram aplicadas em todos os cenários, já a quarta variação foi aplicada apenas no cenário 4, que é o único cenário que utiliza eletricidade da rede.

2.2 Análise de potencial de produção

Esta análise estimou o potencial de produção de *Biojet* no Brasil a partir da rota descrita. Inicialmente foi elaborado um inventário com dados do Relatório

2019 da Indústria Brasileira de Árvores (IBÁ, 2019) sobre a área plantada com eucalipto, por estado em 2018, consumo de madeira para uso industrial, geração de resíduos lignocelulósicos e a produtividade da cultura do eucalipto. De posse destes dados foi possível estimar a produção de madeira por estado e a produção de resíduos. Conhecendo a disponibilidade de resíduos por estado foi possível estimar a produção de biocombustível de aviação considerando um percentual de aproveitamento de 90% dos resíduos, pois o restante, referente a serragem, permanece no campo, servindo de cobertura vegetal (FOELKEL, 2007).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Pegada de carbono

Os resultados obtidos para a PC são apresentados na Tabela 1. Os valores encontrados são ambientalmente satisfatórios, visto que, a PC do querosene fóssil é de 89,0 gCO_{2e}/MJ (ANAC, 2021). Os cenários 1 e 2 foram os que apresentaram os melhores resultados em relação a PC, provando serem alternativas ambientalmente promissoras. Vale destacar que a PC do cenário 2 é quase 88% menor que a do querosene fóssil, representando uma grande diminuição nas emissões de GEE.

Tabela 1 – Pegada de carbono do biocombustível de aviação a partir de resíduos de eucalipto (gCO_{2e}/MJ)

	Cenário 1	**Cenário 2**	**Cenário 3**	**Cenário 4**
Matéria-prima	Resíduos de eucalipto			
Integração de eletricidade na planta	Não	Sim	Sim	Sim
Obtenção de H_2	Compra	Compra	Produção própria por gaseificação da biomassa	Produção própria por eletrólise da água
Pegada de carbono	13,1	11,8	16,5	16,3
Percentual de redução da pegada de carbono em relação ao querosene fóssil (%)	85,3	87,7	81,5	81,7

O cenário 2 apresentou o melhor resultado quando comparado ao cenário 1, que tem uma rota de produção semelhante, evidencia a vantagem de se considerar a integração energética na planta. Ao se utilizar a eletricidade excedente do processo de hidrólise enzimática há uma diminuição de 10% da PC. É válido destacar que a demanda de eletricidade da planta (535 kWh) é menor do que a eletricidade gerada no processo de hidrólise enzimática (1733 kWh), ou seja, considerando a quantidade de energia elétrica que será consumida pela planta, há uma demasia de 70% do total gerado, como pode ser visto na Figura 2, que pode ser vendido para a rede.

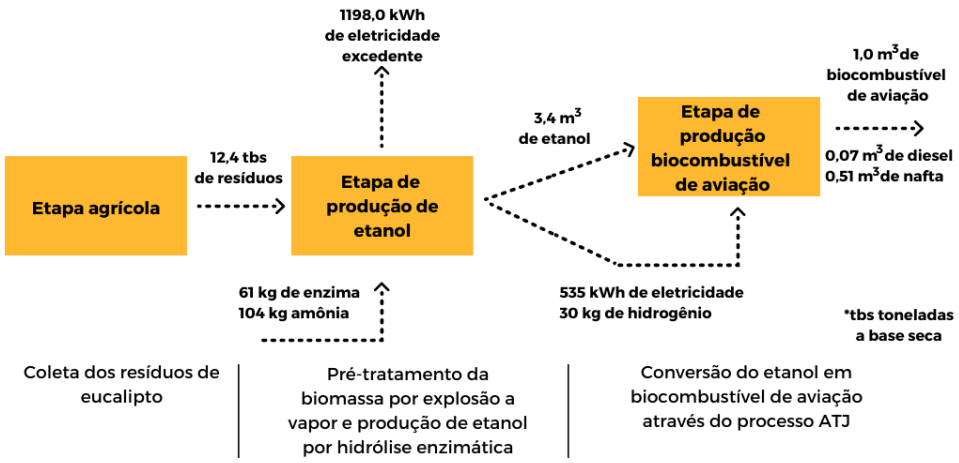


Figura 2 – Fluxograma do balanço de massa do cenário mais promissor, o cenário 2

Os resultados encontrados nos cenários 3 e 4 são levemente superiores, entretanto não deixam de ser alternativas auspiciosas, visto que, ao se comparar com a PC do querosene fóssil, há uma diminuição média de 81%. É possível determinar que o motivo da elevação da PC referente aos cenários 3 e 4 em relação aos demais ocorreu devido a produção própria de H_2. Quando se trata do cenário 3, o maior valor da PC está atrelado a demanda de gás natural (110 kg) já para o cenário 4, está atrelado ao alto consumo de energia no processo de eletrólise da água (2137 kWh a mais que os cenários 1 e 2).

De toda forma, ao se comparar os resultados da PC encontrados neste trabalho – cuja média de 14,4 gCO_{2e}/MJ - com àqueles disponíveis na literatura,

como o trabalho de Capaz (2021), que considerou um processo de produção de biocombustível de aviação semelhante, cujo resultado encontrado foi de 22,8 gCO_{2e}/MJ observa-se uma diferença de 37%. Esta diferença pode ser justificada pela distância de transporte, produção de etanol e conversão de etanol em *BioJet*, considerados por Capaz (2021).

Através da Figura 3 é possível identificar a contribuição das principais etapas do processo de produção para a PC: transporte, agrícola, produção de etanol e a produção de *BioJet*. Observa-se que a etapa de produção de etanol foi a que mais atribuiu a PC, com média de 50%. A etapa agrícola e o transporte mantiveram-se constantes, já a etapa de produção de biocombustível de aviação variou, o que remete a produção própria de H_2 e a integração de eletricidade na planta.

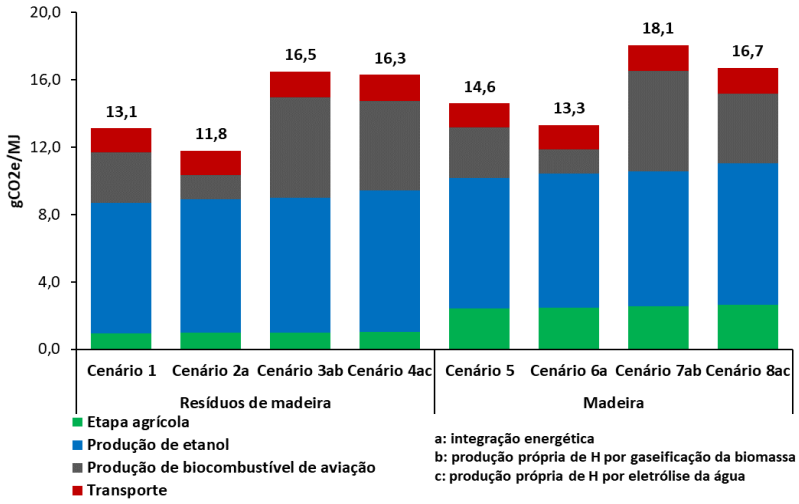


Figura 3 – Análise atribucional das etapas de produção de biocombustível de aviação

3.2 Análise de sensibilidade

A Figura 4 apresenta as variações técnicas que foram aplicadas nos parâmetros do inventário a fim de verificar a sensibilidade dos resultados. As variações avaliadas foram a carga enzimática, rendimento do etanol e distância de transporte, que foram aplicadas em todos os cenários, já a variação da fonte da eletricidade foi aplicada apenas no cenário 4.

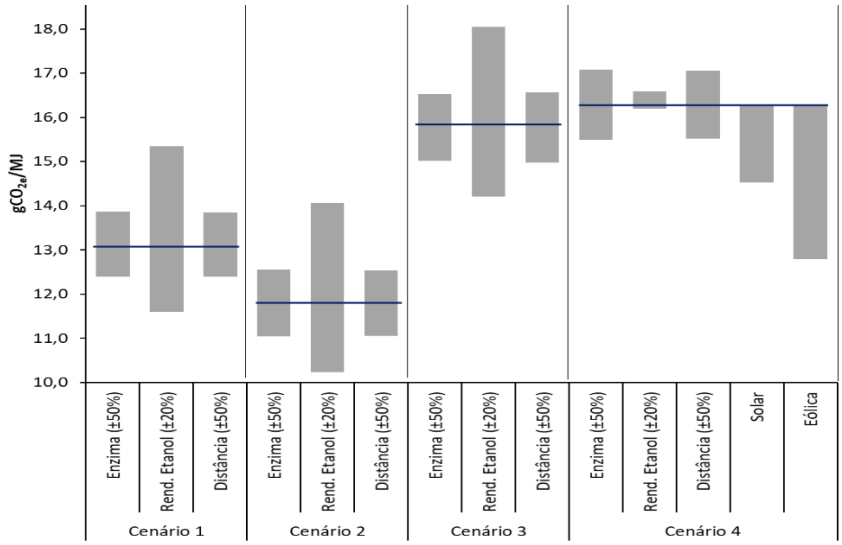


Figura 4 – Sensibilidade da pegada de carbono

Identificou-se que a variação da carga enzimática e da distância transporte resultou em média ±5%. Já para o rendimento de etanol, a sensibilidade foi maior, variando em ±13%. Para o tipo de fonte energética, no cenário 4, a sensibilidade foi maior quando se trata da energia eólica, visto que houve uma diminuição na pegada de carbono de 22%, cenário este que a demanda de eletricidade é maior do que a ofertada pelo excedente produzido, visto que seria necessário comprar uma parcela da rede (939 kWh).

Assim, em termos de aplicabilidade, o rendimento da produção de etanol e a utilização de energia de fonte eólica para o cenário 4 são questões técnicas valiosas, que se analisadas a fundo, propõe uma diminuição significativa da pegada de carbono.

3.3 Análise de potencial de produção

Para o potencial de produção de *BioJet*, além das estimativas calculadas, foram considerados dados de consumo e produção de querosene fóssil para fins de comparação, como pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2 – Produção de biocombustível de aviação por estado

Estado	Área plantada de eucalipto em 2018 (Mha)	Produção de madeira de eucalipto em 2018 (Mm^3)	Estimativa da produção de resíduos em 2018 (Mt_{bs})	Estimativa da produção de biocombustível de aviação com 90% dos resíduos (Mm^3)	Estimativa da produção de biocombustível de aviação pelos estados promissores com 90% dos resíduos (Mm^3)	Consumo de querosene fóssil (QAV) em 2018 (Mm^3)	Produção de querosene fóssil (QAV) em 2018 (Mm^3)
Minas Gerais	1,365	49,123	8,026	0,329	0,329	0,293	0,715
São Paulo	0,936	33,706	5,507	0,226	0,226	3,166	3,078
Mato Grosso do Sul	0,902	32,464	5,304	0,218	0,218	0,034	-
Bahia	0,620	22,303	3,644	0,149	0,149	0,276	0,359
Rio Grande do Sul	0,309	11,112	1,816	0,074	0,074	0,192	0,207
Paraná	0,296	10,655	1,741	0,071	0,071	0,189	0,266
Espírito Santo	0,228	8,226	1,344	0,055	-	0,039	-
Maranhão	0,225	8,102	1,324	0,054	-	0,049	-
Mato Grosso	0,181	6,532	1,067	0,044	-	0,063	-
Pará	0,138	4,963	0,811	0,033	-	0,129	-
Goiás	0,127	4,579	0,748	0,031	-	0,077	-
Tocantins	0,120	4,315	0,705	0,029	-	0,008	-
Santa Catarina	0,113	4,071	0,665	0,027	-	0,105	-
Amapá	0,068	2,442	0,399	0,016	-	0,007	-
Piauí	0,026	0,924	0,151	0,006	-	0,020	-
Outros	0,019	0,692	0,113	0,005	-	2,517	1,752
Total	**5,7**	**204,2**	**33,4**	**1,4**	**1,1**	**7,2**	**6,4**

Na Tabela 2 é possível identificar o potencial de produção, visto que a rota proposta é capaz de produzir 1,4 Mm^3 de BioJet. Entretanto, foi pertinente considerar a produção apenas pelos estados mais promissores, sendo considerado a disponibilidade da matéria-prima e a presença de biorrefinaria. Deste adentro, e considerando que 90% dos resíduos de eucalipto são passíveis de serem recolhidos (FOELKEL, 2007), o potencial de produção de biocombustível de aviação no Brasil pela rota proposta é de 1,1 Mm^3.

A rota proposta tem capacidade de suprir 17% da produção de querosene fóssil no Brasil ou suprir 100% da sua importação, que de acordo com dados da Agencia Nacional de Petróleo, no ano de 2018, foi importado cerca de 0,9 Mm^3 (ANP, 2018). Os baixos valores encontrados para PC são também justificados

pelo tipo de matéria-prima considerada, que neste caso é residual, ou seja, tem carga ambiental nula.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dos resultados encontrados é possível afirmar que a produção de biocombustível de aviação através da rota proposta tem potencial e viabilidade ambiental, atestada pelo indicador de sustentabilidade da PC. Ao considerar o cenário 2, que foi o cenário mais promissor, com uma PC de 11,8 gCO_{2e}/MJ, podendo chegar a 10,2 gCO_{2e}/MJ, de acordo com um melhor rendimento da produção de etanol, torna-se evidente o grande valor ambiental que o biocombustível proporciona.

Da diferença da produção de *BioJet* apresentada pelos quatro cenários é possível determinar que, mesmo a produção própria de H_2 agregando um aumento nos resultados, cerca de 24% a mais, quando se trata do valor de PC, ainda se mantém um valor considerado baixo, em média 16,4 gCO_{2e}/MJ diante dos 89 gCO_{2e}/MJ referentes ao querosene fóssil.

Em relação ao potencial, o país dispõe de capacidade para produzir o biocombustível diante dos resultados alcançados. Ao suprir 17% da produção nacional de querosene fóssil, ou então sanar totalmente a importação, o Brasil estaria contribuindo veemente com a diminuição dos GEE, além de contribuir com o cumprimento das metas globais e nacionais de descarbonização.

Questões como o incentivo a pesquisa e desenvolvimento, implementação de políticas públicas correlatas e compromisso com o meio ambiente, são de suma importância para atingir bons resultados para a produção de biocombustíveis de aviação, visto que as pesquisas, tal qual o presente trabalho, apresentam cenários promissores para a aviação no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANAC. Combustíveis sustentáveis para aviação. 2021. Agência Nacional de Aviação Civil. Disponível em: https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/meio-ambiente/combustiveis-sustentaveis-para-a-aviacao.

ANP. Importações e exportações de derivados de petróleo. 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/importacoes-e-exportacoes

ANP. Produção nacional de derivados de petróleo. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>

ANP. Renovacalc - v.6.1 [Internet]. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Renovabio. 2020 [citado em 16 de fevereiro de 2020]. Disponível em: http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio/renovacalc

ASTM International, ASTM D7566-19, Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containinf Synthesized Hydrocarbons, 2020. Disponível em: https://www.astm.org.

CAPAZ, Rafael Silva. Combustíveis alternativos de aviação no Brasil: performance ambiental e viabilidade econômica. 2021. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas.

FOELKEL, Celso. Gestão ecoeficiente dos resíduos florestais lenhosos da eucaliptocultura. 2007. Disponível em: https://www.eucalyptus.com.br/capitulos/PT07_residuoslenhosos.pdf

Gutiérrez-Antonio, C., Gómez-Castro, F. I., de Lira-Flores, J. A., & Hernández, S. (2017). A review on the production processes of renewable jet fuel. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 79(October 2016), 709–729. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.108

IATA. Annual Review 2019. Disponível em: https://www.iata.org/contentassets/c81222d96c9a4e0bb4ff6ced0126f0bb/iata-annual-review-2019.pdf

IBÁ, IBÁ Relatório Anual. Ano base 2018. 2019.

IEA (2019), Are aviation biofuels ready for take off?, IEA, Paris. Disponível em: https://www.iea.org/commentaries/are-aviation-biofuels-ready-for-take-off

KLEIN, B. C. *et al*. Avaliação técnico-econômica e ambiental da produção de combustível renovável para aviação em biorrefinarias integradas de cana-de-açúcar. Appl Energy. Janeiro de 2018; 209 (agosto de 2017): 290–305. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.079

LNBR. Biorrefinaria Virtual de Cana-de-Açúcar (VSB). Campinas: Laboratório Nacional de Biorrenováveis; 2018. Disponível em: https://lnbr.cnpem.br/ Coelho M.

MORENO, J; DUFOUR, J. Avaliação do ciclo de vida da produção de hidrogênio a partir da gaseificação de biomassa. Avaliação de diferentes matérias-primas espanholas. Jornal Internacional de energia do hidrogênio, v. 38, n. 18, pág. 7616-7622, 2013.

Ringsred, A., van Dyk, S., & Saddler, J. (Jack). (2021). Life-cycle analysis of drop-in biojet fuel produced from British Columbia forest residues and wood pellets via fast-pyrolysis. Applied Energy, 287(November 2020), 116587. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116587

WANG, W., TAO, L. Bio-jet fuel conversion technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 801-822, 2016.

POTENCIAL ENERGÉTICO DO ENDOCARPO DA MACAÚBA (ACROCOMIA ACULEATA): CARACTERIZAÇÃO UTILIZANDO O MÉTODO DE ANÁLISE LIGNOCELULÓSICA

Laura Vieira Maia de Sousa[1]; Paula Meyer Soares[2]; Fabio Cordeiro de Lisboa[2]

[1]Universidade Federal de Itajubá; [2]Universidade de Brasília

RESUMO

A geração de energia elétrica no Brasil oriunda do uso da biomassa ainda é modesta quando comparada com outras fontes de energia, tais como hídrica, solar e eólica. A biomassa é, reconhecidamente, uma importante fonte de energia e cuja participação na matriz energética vem crescendo nos últimos anos. A oferta desta fonte no país é bastante diversificada, bem como seu uso, e é representada pelos resíduos de madeira carvão, resíduos florestais, vem crescendo a sua participação na geração de energia na UTEs. Em tempos de mudanças climáticas e de transição energética, a busca por fontes alternativas de energia é a solução encontrada por vários países frente a necessidade em reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Cerca de 11% dessas emissões originam-se do próprio setor energético. Dessa forma, a biomassa se apresenta como fonte energética aos usos de combustíveis fósseis atuais, fechando, assim, o ciclo do carbono. O presente trabalho caracteriza energeticamente o endocarpo da macaúba (Acrocomia aculeata (Jacq.) Lodd. Ex Mart) por meio de análise lignocelulósica, utilizando metodologia empregada nas Unidades do Sistema Embrapa; Termogravimetria (TG), com o objetivo de avaliar o comportamento da amostra a determinadas temperaturas; Análise de Poder Calorífico Superior (PCS), determinada pela NBR 8.633/1984 e o emprego de pirólise lenta a fim de se obter o carvão da macaúba para realizar a Análise Imediata do Carvão Vegetal (NBR 8112). Foram utilizados endocarpos dos frutos cedidos pela Embrapa Cerrados, cujos tratamentos de solo no cultivo das palmeiras foram com irrigação (CI) e adubação (CA), com origens de São Paulo e Distrito Federal. Os resultados para PCS dos frutos

cedidos pela Embrapa não apresentaram variação com os valores de literatura, sendo 21,0413 MJ/kg para frutos CI/DF e 20,9409 CI/SP. Os endocarpos CA/DF apresentaram 20,8996 MJ/kg e CA/SP média de 20,8657 MJ/kg. A Análise TGA apresentou uma temperatura de degradação da celulose, hemicelulose e lignina de 380ºC, sendo este maior que o da casca de cupuaçu, 288,9ºC, e tucumã, 328,7ºC. O valor de lignina insolúvel do endocarpo da macaúba foi de 32,755%. O rendimento da pirólise lenta de patamar super longo de 430ºC e rampa de aquecimento de 2ºC min-1 foi de 30,54%, também condizente com a literatura.

Palavras-chave: Macaúba; Biomassa; Análise Imediata; Pirólise; Bioenergia.

ABSTRACT

Electricity generation from biomass in Brazil is still modest when compared to other energy sources, such as hydro, solar and wind. Biomass is, admittedly, an important source of energy and its participation in the energy matrix has been growing in recent years. The offer of this source in the country is quite diversified, as well as its use, and it is represented by wood residues coal, forestry residues, and its participation in the generation of energy in the UTEs has been growing. In times of climate change and energy transition, the search for alternative energy sources is the solution found by several countries facing the need to reduce greenhouse gas emissions (GHG). About 11% of these emissions originate in the energy sector itself. Thus, biomass presents itself as an energy source to the current uses of fossil fuels, thus closing the carbon cycle. The present work characterizes energetically the endocarp of macauba (Acrocomia aculeata (Jacq.) Lodd. Ex Mart) by means of structural composition analysis, using the methodology employed in the Embrapa System Units; Thermogravimetry (TG), with the objective of evaluating the behavior of the sample at certain temperatures; Gross Calorific Value (GCV) analysis, determined by NBR 8.633/1984 and the use of slow pyrolysis in order to obtain the macauba charcoal to perform the Proximate Analysis of Charcoal

(NBR 8112). We used endocarps of the fruits yielded by Embrapa Cerrados, whose soil treatments in the cultivation of the palms were with irrigation (CI) and fertilization (CA), with origins in São Paulo and the Federal District. The results for GCV of the fruits yielded by Embrapa showed no variation with literature values, being 21.0413 MJ/kg for CI/DF fruits and 20.9409 CI/SP. The endocarps CA/DF showed 20.8996 MJ/kg and CA/SP mean 20.8657 MJ/kg. TGA analysis showed a degradation temperature of cellulose, hemicellulose and lignin of 380ºC, which was higher than that of cupuaçu shell, 288.9ºC, and tucuma, 328.7ºC. The value of insoluble lignin of macauba endocarp was 32.755%. The yield of the super long pyrolysis step of 430ºC and heating ramp of 2ºC min-1 was 30.54%, also consistent with the literature.

Keywords: Macauba; Biomass; Proximate Analysis; Pirolysis; Bioenergy.

1. INTRODUÇÃO

A macaúba (Acrocomia aculeata (Jacq.) Lodd. ex Martius) é a espécie oleaginosa de maior dispersão no país. Sua distribuição se concentra em regiões de clima tropical e subtropical, passando pelo México até a Argentina (Cardoso et al., 2020), sendo expressiva a sua ocorrência em áreas de Cerrado. Segundo Mota et al. (2011), no Brasil, as palmeiras se estendem nos estados de Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Ceará. Essa palmeira pode ser localizada numa ampla variedade de ambientes, como áreas de cultivos diversos, milho, feijão, e entre cultivos perenes.

A bocaiúva, coco-de-espinho ou macaúva, ainda que tenha sua distribuição em todo o país, possui exploração extrativista. No entanto, estas atividades têm se mostrado organizadas e importantes para o complemento de renda destas comunidades e cooperativas (Cardoso et al., 2020). Além disso, a macaúba é uma espécie perene, caracterizando melhor balanço energético, maior taxa de fixação de carbono atmosférico e menor impacto pedológico de cultivo. Todos estes fatores promovem a

macaúba a uma alternativa bioenergética com uma pegada ecológica maior, com menores custos ambientais (Pugesgaard et al., 2015)

No que tange ao seu potencial produtivo de óleo, a macaúba se apresenta em destaque frente às oleaginosas. Os valores podem chegar a 5 t/ha para o óleo e 25 t/ha de frutos a depender da espécie (Mota et al., 2011). Estes valores podem ser comparados apenas à produtividade da palma que, de acordo com Antonini e De Oliveira (2021), é de 6 t/ha. Neste sentido, sabendo que o biodiesel é proveniente do óleo da polpa, o endocarpo se torna um coproduto do seu processamento, possuindo altos teores de carbono e densidade e que pode ser carbonizado.

Os estudos sobre o potencial energético da macaúba são amplos e os resultados comparados a outras oleaginosas, Lisboa (2016) apresenta estudo comparativo com o tucumã onde aponta uma produtividade maior dos resíduos da macaúba, onde o potencial teórico é de 1,5 MWh/ha contra 1,0 MWh/ha de resíduos do tucumã.

Neste sentido, o presente trabalho busca caracterizar energeticamente o endocarpo da macaúba a partir de análise lignocelulósica, utilizando metodologia empregada nas Unidades do Sistema Embrapa, análise termogravimétrica (TGA), análise de Poder Calorífico Superior (PCS), determinada pela NBR 8.633/1984, e o emprego de pirólise lenta a fim de se obter o carvão da macaúba para realizar a Análise Imediata do Carvão Vegetal (NBR 8112).

2. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia utilizada para caracterização dos frutos seguiu os passos apresentados na figura 1. Inicialmente, foram coletados frutos de duas localidades: frutos de palmeiras localizadas no Centro de Convenções Ulysses Guimarães, SDC – Brasília, DF, 70655-775 e Embrapa Cerrados, BR-020, km 18, Planaltina, Brasília – DF, 73310-970. As palmeiras cujos frutos foram coletados na Embrapa Cerrados tiveram diferentes tratamentos de solo: com e sem irrigação e com e sem adubação.

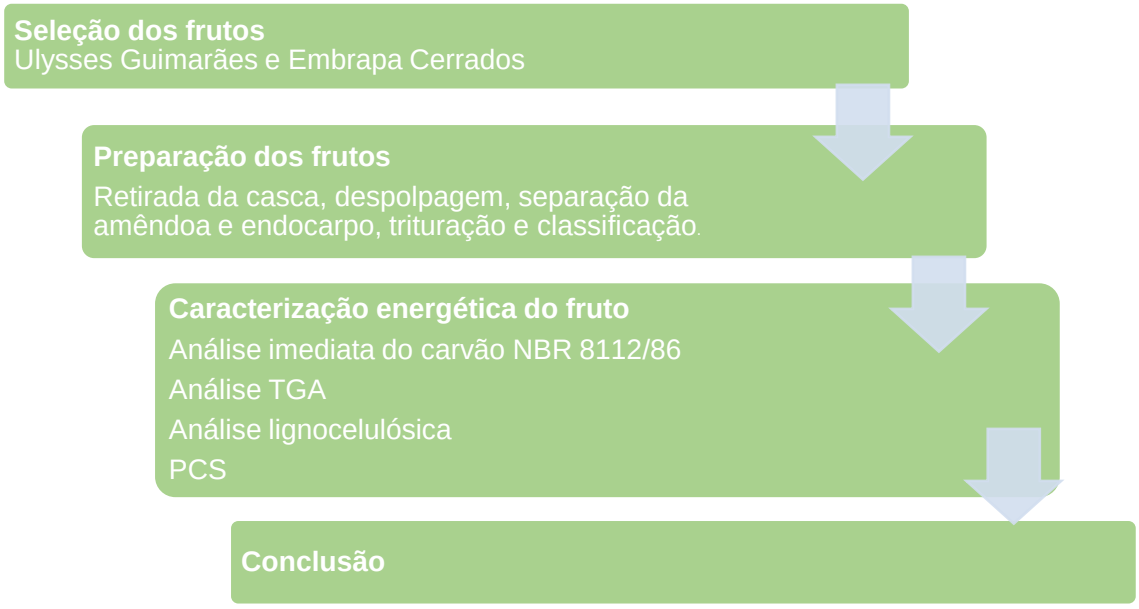


Figura 1 – Passos metodológica para caracterização energética da macaúba
Fonte: A autora

Após a retirada da casca, polpa e separação da amêndoa do endocarpo, os frutos foram triturados e classificados para a realização das análises. Para a análise imediata e TGA, foram utilizados os frutos coletados no Ulysses Guimarães – inteiro carbonizado via pirólise para análise imediata e in natura e triturado para TGA. Análise lignocelulósica e PCS utilizaram os endocarpos triturados e in natura da Embrapa Cerrados.

A pirólise para carbonização do fruto foi realizada no Laboratório de Produtos Florestais do Serviço Florestal Brasileiro (LPF/SFB). O ensaio utilizou a retorta elétrica SLFI seguindo parâmetros iniciais de rampa de aquecimento de 2ºC.min-1 com patamar de 430ºC com tempo total de 494 minutos. A caracterização do carvão da macaúba seguiu a metodologia NBR 8112/86[1] (ABNT, 1986).

A análise TGA foi realizada no Laboratório de Tecnologias da Biomassa na Universidade de Brasilia (UnB). Os parâmetros de análise

[1] NBR 8112 e 8633 ainda estava em vigor quando as análises foram realizadas.

seguiram rampa de aquecimento de 10ºC.min-1 com patamar de 1000ºC e N2 como combustível de arrasto a 60 ml.min-1. O equipamento utilizado foi o calorímetro SDT Q600 da TA Instruments.

A análise lignocelulósica seguiu a metodologia do Sistema Embrapa (Morais et al. 2011) a serem obtidos valores de umidade, cinzas, extrativos, lignina e holocelulose.

Assim como a análise imediata, a análise de PCS foi realizada no LPF/SFB seguindo a NBR 8633/1984 (ABNT, 1984)1. O endocarpo, após ser triturado, classificado e peletizado a 12,5 MPa a temperatura ambiente, foi seco a 103ºC +- 2ºC em estufa de circulação de ar forçada. O calorímetro utilizado para análise foi o Parr 6400 isoperibol.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Pirólise e Análise Imediata do Carvão

Os resultados da pirólise e análise imediata do carvão em base seca estão dispostos da tabela 1.

Tabela 1 – Resultados de rendimento de pirólise e análise imediata do carvão da macaúba.

Biomassa	Rendimento da pirólise [%]	Carbono Fixo [%]	Voláteis [%]	Cinzas [%]	Umidade [%]
Macaúba	30,54	74,61	23,18	5,44	3,88

Os valores obtidos coadunam com as análises realizadas por Lisboa (2016). O teor de carbono fixo da macaúba, quando comparados o valor de carbono fixo da macaúba com as sementes do tucumã (66,11%) e casca do cupuaçu (66,17%), é superior. Ainda, segundo o mesmo estudo, os materiais voláteis destas duas biomassas são maiores que o da macaúba, sendo 29,57% para semente de tucumã e 24,42% para casca de cupuaçu, o que imprime à macaúba pior desempenho para baixas temperaturas de ignição (Sousa et al., 2021). Quanto à umidade, segundo Ahmad et al. (2017), esta deve estar abaixo de 10% para fins de conversão energética, sendo este o caso da macaúba no presente estudo. Comparando às

biomassas estudadas por Lisboa (2016), o teor de umidade da macaúba foi menor entre o da semente do tucumã (5,11%) e casca de cupuaçu (5,32%).

No que se refere ao potencial para a produção de bioenergia, a macaúba é, notadamente, uma potencial candidata, visto o seu teor de voláteis e baixo teor de cinzas. Estas são, portanto, características que a promove para o uso em processos de conversão utilizando a pirólise para obtenção de bio-óleo e pyro-syngas.

3.2 Análise Termogravimétrica (TGA)

A figura 2 apresenta o gráfico com as curvas de TG e DTG. Os picos representam as temperaturas de degradação da hemicelulose, celulose e lignina, bem como a perda de umidade (Sousa et al., 2021). A perda de umidade da amostra é iniciada a 45ºC até o pico Pend set 1 a 90ºC. A segunda região, com degradação máxima em 350ºC, ocorre próximo à temperatura de 260ºC. A máxima degradação da biomassa, aos 350ºC, representa a temperatura cujo processo de carbonização deverá ser superior para a completa degradação da hemicelulose, celulose e lignina. Segundo Alves et al. (2022), a desvolatização da celulose ocorre na faixa dos 200ºC a 320ºC e da celulose entre 320ºC a 400ºC. A lignina, por sua vez, tem sua desvolatização nas zonas de pirólise ativa e passiva numa ampla faixa desde os 180ºC aos 800ºC, dada sua estrutura complexa, heterogênea e caracterizada por ser um biopolímero aromático reticulado.

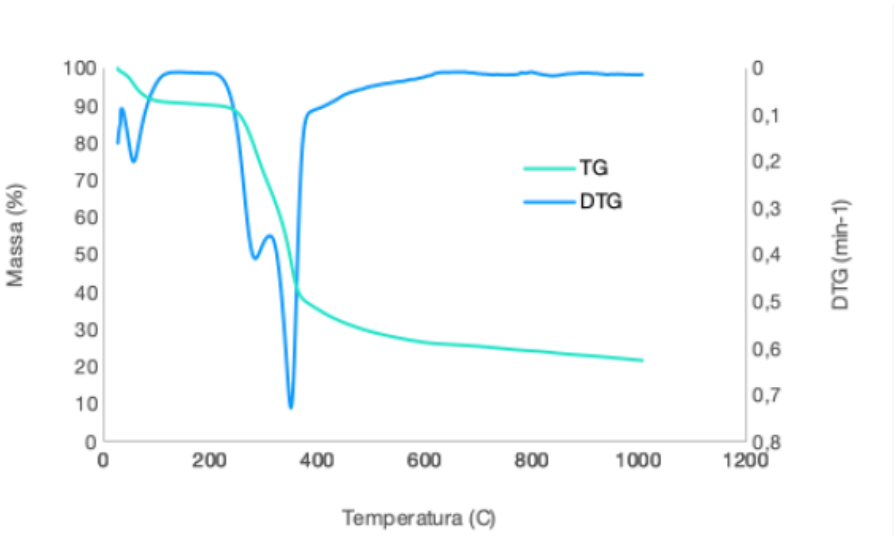


Figura 2 –Curvas TG e DTG de degradação do endocarpo da macaúba

Fonte: A autora

A tabela 2 apresenta os picos com as respectivas temperaturas de degradação.

Tabela 2 – Picos e temperaturas de degradação dos componentes da biomassa.

Picos	Temperatura [ºC]
P_1	40
$P_{on\ set\ 1}$	45
$P_{end\ set\ 1}$	90
$P_{on\ set\ 2}$	260
$P_{end\ set\ 2}$	390
P_{pico}	350

Silva et al. (1986) apresenta que quanto maior o teor de lignina presente na biomassa, maior será a sua resistência à decomposição térmica. Notadamente, maiores serão as temperaturas para carbonização e concentração do carbono na amostra.

3.3 Análise lignocelulósica do endocarpo

Os resultados da análise lignocelulósica estão dispostos na figura 2. Os valores para o endocarpo da macaúba são próximos aos de Lisboa (2016), 36,6% para lignina e 10,8% para extrativos.

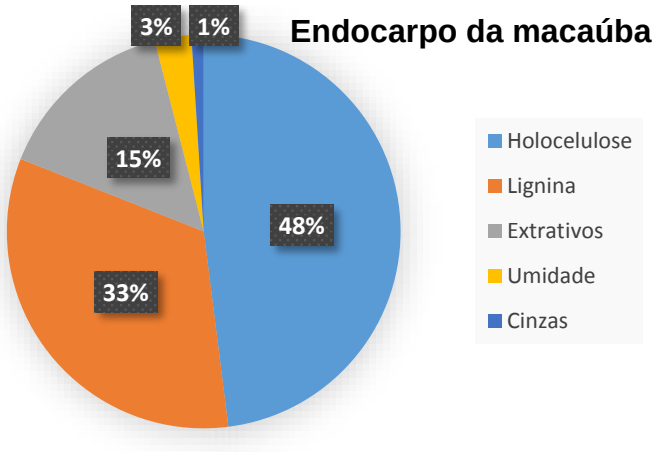


Figura 3 – Resultados da análise lignocelulósica do endocarpo da macaúba

Fonte: A autora

O teor de lignina da biomassa para fins energéticos é um importante indicador, visto que há uma correlação entre a quantidade de carbono e lignina. Silva et al. (1986) propõe que os altos teores de lignina e extrativos, junto à alta densidade do endocarpo interferem na produção de carvão. Os valores de lignina obtidos por Lisboa (2016) para a semente do tucumã foram de 37,1% e para a casca do cupuaçu de 10,4%. Santos et al. (2020) apresenta os valores de 2,2% de extrativos, 40% de holocelulose e 41,2% de lignina para a semente do açaí.

3.4 Poder Calorífico Superior do endocarpo

Os resultados da análise de PCS do endocarpo da macaúba são apresentados na figura 3 a seguir. Os valores obtidos são próximos ao de Evaristo et al. (2016), 20,98 MJ/kg, Alves et al. (2022), 19,48 MJ/kg, e inferiores aos Lisboa (2016), 24,26 MJ/kg. O PCS do endocarpo da

macaúba pode ser comparado ao poder calorífico de cavaco de pinho, 19,43 MJ/kg, e pellet de pinho, 18,84 MJ/kg, que são biomassas residuais lignocelulósicas comerciais, e superior ao da espiga de milho, 15,27 MJ/kg e capim elefante, 15,61 MJ/kg (GARCIA et al., 2014; GUPTA et al., 2019; BRAGA et al., 2014).

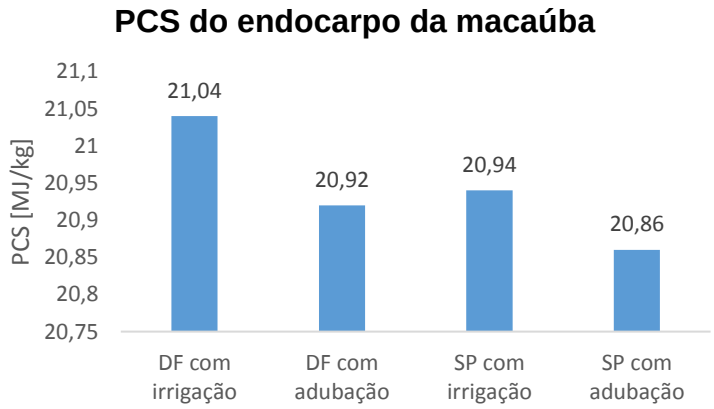


Figura 4 – Resultados da análise de PCS do endocarpo das plantas com diferentes tratamentos de solo

Fonte: A autora.

4. CONCLUSÃO

As análises realizadas para caracterização energética da macaúba demonstraram notável potencial do fruto para fins energéticos. Os altos teores de lignina e, consequentemente, de carbono fixo promovem a macaúba à matéria-prima a ser utilizada, principalmente, em processos de conversão termoquímica da biomassa em carvão, notadamente a processos pirolíticos. Fato é que seus teores de extrativos e de cinzas são determinantes para este uso. Ainda, os resultados da análise de PCS demonstraram a sua competitividade com biomassas lignocelulósicas comerciais, como espiga de milho e capim elefante. Neste sentido, com os dados obtidos no presente trabalho, é possível projetar futuros usos para o carvão da macaúba e seu endocarpo, como o seu emprego para cocção, ativação de carvão e na indústria.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, 1984. Carvão vegetal – Determinação do Poder Calorífico.

ABNT, 1986. Carvão vegetal – Análise Imediata – Método de ensaio.

AHMAD et al. Kinetic analyses and pyrolytic behavior of para grass (Urochloa mutica) for its bioenergy potential. Bioresourse technology, vol. 224, pp. 708-713. 2017.

ALVES, José Luiz Francisco et al. Potential of macauba endocarp (Acrocomia aculeate) for bioenergy production: multi-component kinetic study and estimation of thermodynamic parameters of activation. Thermochimica Acta, v. 708, p. 179134, 2022.

ANTONINI, JC dos A. et al. Potencial de cultivo da palma de óleo irrigada nas condições do Cerrado. Embrapa Cerrados-Documentos (INFOTECA-E), 2021.

BRAGA, Renata M. et al. Caracterização e estudo comparativo da cinética de pirólise da casca de arroz e do capim-elefante. Journal of Thermal Analysis and Calorimetry , v. 115, n. 2, pág. 1915-1920, 2014.

CARDOSO, Alexandre Nunes et al. Extrativismo da macaúba na região do Cariri Cearense: comercialização e oportunidades. Embrapa Agroenergia-Artigo em periódico indexado (ALICE), 2020.

EVARISTO, A. B. et al. Potencial energético dos resíduos do fruto da macaúba e sua utilização na produção de carvão vegetal. Ciência Florestal, vol. 2, n. 2, pp. 571-577.

GARCIA, Roberto et al. Estimativa espanhola do poder calorífico dos biocombustíveis. Parte II: Dados de análise aproximados. Combustível , v. 117, p. 1139-1147, 2014.

GUPTA, Goutam Kishore et al. Análise cinética e termodinâmica da pirólise da espiga de milho quanto ao seu potencial bioenergético utilizando analisador termogravimétrico. Journal of Thermal Analysis and Calorimetry , v. 137, n. 4, pág. 1431-1441, 2019.

LISBOA, Fábio Cordeiro de. Carbonização e gaseificação de resíduos da macaúba, tucumã e cupuaçu para geração de eletricidade. 2016.

MORAIS, J. P. S. et al. Procedimento para análise lignocelulósica. Embrapa Agroindústria Tropical – Documentos (INFOTECA-E). 2011.

MOTA, Clenilso Sehnen et al. Exploração sustentável da macaúba para produção de biodiesel: colheita, pós-colheita e qualidade dos frutos. Informe Agropecuário, v. 32, n. 265, p. 41-50, 2011.

PUGESGAARD, S. et al. Comparing annual and perennial crops for bioenergy production – influence on nitrate leaching and energy balance. GCB Bioenergy, v. 7, p. 1136-1149, 2015.

SANTOS V. O. et al. Pyrolysis of acai seed biomass: kinetics and thermodynamic parameters using thermogravimetric analysis. Bioresource Technology Reports, vol. 12, p. 100553.

SILVA, J. de C. et al. Babaçu e de Macaúba comparados com madeira de Eucalyptus grandis para produção de carvão vegetal. **Ipef** , v. 34, p. 31-34, 1986.

SOUSA, L. et al. Energetic characterization of lignocelullosic biomass: macauba (*Acrocomia aculeata*). COBEM 2021-1111, 2021. Disponível em: https://abcm.org.br/proceedings/view/COB2021/1111. Acessado em: junho/2022.

PREDIÇÃO DE FALHAS EM ATIVOS DE SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS UTILIZANDO DATA SCIENCE

Starch de Souza[1]; Eldrey Seolin Galindo[2]; Antonio Janael Pinheiro[2]; Patricia da Silva[1]; Luciana de Albuquerque Romeiro Franca[2]; Jullya Clemente[1]; Hemir da Cunha Santiago[1]; Matheus José da Silva[3]; Lorrany Fernanda Lopes da Silva[3]

[1]In Forma Software; [2]Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife – CESAR; [3]Equatorial Transmissão

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados obtidos no projeto de P&D “Sistema inteligente de manutenção preditiva baseado na automatização do processo de ensaios elétricos em equipamentos de subestações sem sensoriamento” regulado pela ANEEL. O sistema desenvolvido no projeto irá proporcionar benefícios para a operação e manutenção de subestações, como atenuação do número de interrupções dos equipamentos e a redução de custos. Para tal, foi desenvolvido um modelo de IA para predição de anomalias nos ativos baseado nos dados de sensores e na avaliação automática do estado normal de funcionamento dos equipamentos.

Palavras-chave: Subestação, Manutenção Preditiva, Inteligência Artificial.

ABSTRACT

This work presents the results obtained in the R&D project “Intelligent predictive maintenance system based on the automation of the electrical process in sensorless substation equipment” regulated by ANEEL. The system developed in the project will provide benefits for the operation and maintenance of substations, such as mitigating the number of equipment interruptions and reducing costs. To this end, an AI model is being developed to predict anomalies in assets, using the integration of data generated by sensor substation equipment and automatic evaluation of the normal status of equipment.

Keywords: Substation, Predictive Maintenance, Artificial Intelligence.

1. INTRODUÇÃO

As subestações são vitais para o funcionamento do sistema elétrico brasileiro, pois viabilizam a transmissão da eletricidade até os consumidores. Portanto, interrupções na operação de uma subestação produzem efeitos negativos para a sociedade ao descontinuar o fornecimento de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Ademais, a suspensão da operação de uma subestação acarreta em subtração na Receita Anual Permitida (RAP) de sua concessionária.

A fim de minimizar custos, é fundamental garantir que os ativos sejam submetidos a manutenções somente quando necessário. Para alcançar este objetivo, apresentamos um sistema baseado em Inteligência Artificial (IA) que contribui para o processo decisório sobre manutenções preditivas. Este sistema fornece aos operadores das subestações indicadores adicionais sobre a condição operacional dos ativos. Com o intuito de determinar quais ativos possuem as maiores probabilidades de apresentarem suspensões abruptas no curto prazo, o sistema incorpora dados provenientes de diferentes fontes, como o sistema supervisório da subestação e o *software* de gestão da operação e manutenção (O&M).

Visto que técnicas de IA requerem informações de qualidade para entregarem os resultados esperados, foi conduzida uma mineração dos dados provenientes de seis subestações, a fim de prepará-los para o sistema desenvolvido. Nessa análise, foram considerados os registros analógicos e digitais do supervisório provenientes de banco de capacitores, reatores e disjuntores. O estudo dos dados foi realizado com base na metodologia CRISP-DM (*Cross Industry Standard Process for Data Mining*), entre as atividades realizadas, destacam-se: 1) verificar a qualidade dos dados do supervisório; 2) averiguar medições discrepantes nas grandezas analógicas (ex.: corrente, temperatura e tensão); 3) reconhecer eventos de interesse nos dados digitais, como alarmes e *trips* (comando de abertura enviado pelos relés aos disjuntores quando é detectado algum evento específico nos ativos monitorados).

Nos dados analógicos foram observadas oscilações abruptas nas medições de diferentes grandezas ao longo do tempo, como tensão, corrente, temperatura do enrolamento e do óleo. Apesar destes registros sugerirem a ocorrência de eventos indesejados, faz-se necessário um mecanismo mais robusto para predição de anomalias em ativos de subestações elétricas. Modelos preditivos com base em IA foram desenvolvidos para identificar anomalias nos dados provenientes dos ativos monitorados, que podem preceder falhas nos bancos de capacitores, reatores e disjuntores analisados.

A fim de desenvolver os modelos preditivos, foram empregados dados provenientes de múltiplos equipamentos da mesma família e de diferentes subestações, distribuídos ao longo de vários meses. Essa combinação de múltiplos equipamentos da mesma família torna os modelos mais precisos. Foi desenvolvido um modelo para cada família de ativo. Esses modelos produzem um "*score* de anomalia" a partir dos dados modelados. Esse *score* quantifica a distância entre a condição momentânea dos ativos e a situação típica. Quanto maior o valor do *score* de anomalia, mais provável o ativo estar submetido a uma condição anormal.

Os modelos preditivos foram submetidos à avaliação com dados provenientes de múltiplos equipamentos captados ao longo de meses. Nesta avaliação, os modelos identificaram oscilações incomuns nos dados analisados, como quedas abruptas nas correntes, sem efetivamente ocorrer um desligamento do ativo. Os modelos também foram capazes de sinalizar valores atípicos nas temperaturas, como medições zeradas. Por fim, os modelos preditivos produziram achados que sugerem a ocorrência de anomalias nos dados analisados para os ativos mencionados anteriormente.

Os resultados obtidos revelam o potencial do sistema agregar valor ao processo decisório de manutenção preditiva. Por exemplo, os modelos preditivos geraram achados que constituem indícios sobre a ocorrência de eventos indesejados. Outro resultado valioso consiste no desenvolvimento de uma metodologia inovadora para extração de conhecimento a partir dos registros do sistema supervisório.

Este trabalho apresenta os resultados do projeto de P&D “Sistema inteligente de manutenção preditiva baseado na automatização do processo de ensaios elétricos em equipamentos de subestações sem sensoriamento” regulado pela ANEEL. Espera-se que o sistema apresentado proporcione benefícios para a operação e manutenção de subestações, como atenuação do número de interrupções dos equipamentos e a redução de custos.

2. DESENVOLVIMENTO

Nesta seção, serão apresentados conceitos necessários para o desenvolvimento do sistema apresentado neste trabalho, assim como o processo de fluxo contínuo implementado na ferramenta.

2.1 Inteligência Artificial

A Inteligência Artificial (IA) é uma área da computação que busca desenvolver algoritmos capazes de tomar ou auxiliar na tomada de decisões. A IA encontra-se dividida em três grandes áreas: aprendizagem supervisionada, não supervisionada e por reforço (PATEL, 2019). Essas áreas ainda são divididas em diversos campos que buscam atingir objetivos específicos, como: detecção de anomalias e predição de eventos.

Para predição de anormalidades, a aprendizagem não supervisionada tem apresentado resultados muito promissores. Entre os campos da aprendizagem não supervisionada estão: clusterização, extração de atributos e análises de séries temporais (PATEL, 2019).

2.2 Séries Temporais

Séries Temporais é um dos subcampos da estatística, amplamente utilizadas em diversas áreas, como: economia, marketing, ciências sociais e epidemiologia. (BLÁZQUEZ-GARCÍA, 2020). Podendo ser considerada uma série temporal qualquer sequência de observações de uma ou mais variáveis (sensores) ao longo do tempo. Geralmente, essas observações apresentam uma regularidade, sendo observadas em intervalos constantes. A Figura 1 ilustra uma

série temporal da variável temperatura do óleo de um transformador de potência, onde podemos observar que em um determinado período de tempo existem registros contínuos da temperatura e que estes oscilam de forma a apresentar padrões típicos e anormais.

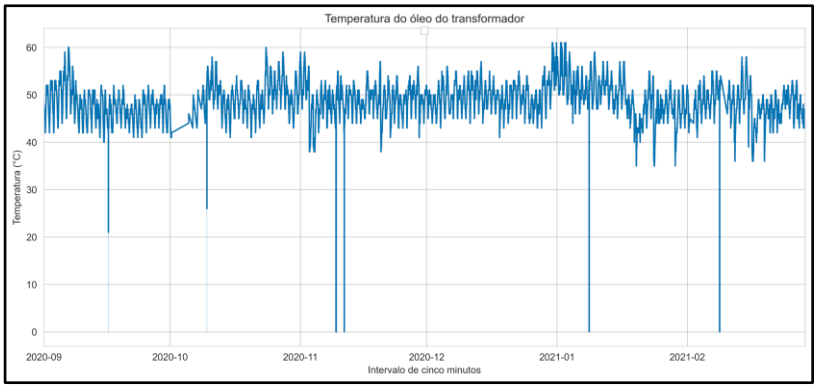


Figura 1 – Série temporal da temperatura do óleo de um transformador

No contexto de séries temporais, uma anormalidade consiste em uma medição que se afasta de forma significativa das demais observações, o que produz indícios sobre a ocorrência de um evento atípico no processo que gera os dados (BLÁZQUEZ-GARCÍA, 2020).

2.3 Algoritmos de Clusterização

Neste trabalho, foram utilizados algoritmos de clusterização na predição de anormalidades. Estes algoritmos são capazes de agrupar as amostras de dados sem a necessidade de um conhecimento prévio dos mesmos, permitindo a classificação dos dados sem identificação prévia. (BLÁZQUEZ-GARCÍA, 2020).

No processo de construção dos modelos preditivos deste trabalho, o algoritmo *K-Means* (LIKAS, 2003) foi aplicado aos dados do conjunto de treino (EKE, 2017). Este algoritmo exige a especificação do número de grupos em que as medições devem ser separadas, esses grupos são definidos por padrões em comum entre os dados. Como o número de grupos é o parâmetro mais relevante

do algoritmo K-Means, e influencia os resultados dos modelos, aplicamos o método de *Elbow* (KODINARIYA, 2013) para selecionar a quantidade de grupos em que os dados foram separados.

2.5 Base de Dados

Para o desenvolvimento deste trabalho, foi obtida uma base de dados proveniente do Sistema Supervisório de subestações da INTESA – Integração Transmissora de Energia, do Grupo Equatorial Energia S.A. Estas bases contêm dados digitais (eventos gerais, alarmes e TRIP) e analógicos de equipamentos, como: temperatura do enrolamento, temperatura do óleo, corrente das fases A, B e C e etc.

2.6 Fluxo Geral da Aplicação

Para o sistema apresentado neste trabalho, foi definido um processo que consiste em um fluxo contínuo de análise de dados dividido em 4 grandes etapas, ver Figura 2. A primeira etapa consiste na coleta dos dados do Sistema Supervisório, esses são processados na segunda etapa, que consiste na remoção de ruídos, como ausência de valores e valores negativos. Outro processamento feito é a padronização dos valores, garantindo que todos os valores de uma mesma variável estejam no mesmo formato (Ex: datas no padrão brasileiro e no americano).

Na terceira etapa é realizada a análise e predição de anomalias, sendo considerada a principal contribuição deste trabalho (melhor detalhada na subseção 2.7). Por fim, na quarta etapa, o sistema produzirá um alarme preditivo, visando avisar com antecedência a necessidade de uma manutenção no equipamento (parâmetros para manutenção definidos pelo operador), permitindo assim o agendamento da manutenção e se necessário uma parada programada.

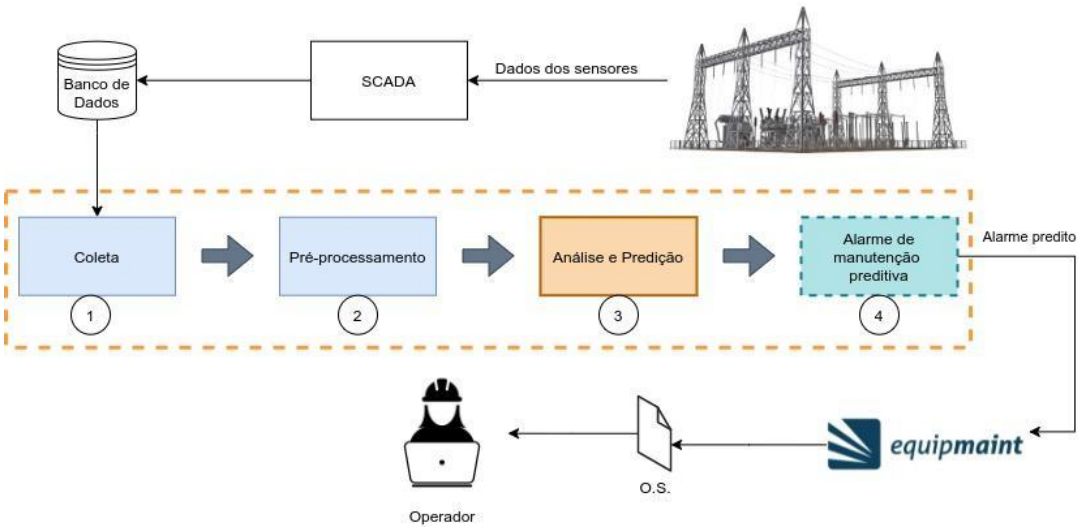


Figura 2 – Diagrama do fluxo geral da aplicação

2.7 Análise e Predição

O processo de análise dos dados inicia com a seleção das variáveis utilizadas na modelagem do comportamento típico dos equipamentos. Na seleção das variáveis pertinentes, calculamos o coeficiente de correlação de Pearson (SEDGWICK, 2012), que sugeriu uma correlação forte entre algumas das variáveis analisadas, permitindo assim uma melhor seleção das variáveis para cada família de equipamento, que tenham uma maior contribuição para a predição de anomalias. Na modelagem de séries temporais, as medições são divididas em dois grupos, treino e teste. Os dados de treino, do período entre 01/09/2020 a 31/01/2021, foram usados para construir os modelos preditivos. Por sua vez, as medições de testes, referentes ao período entre 01/02/2021 e 28/02/2021, foram utilizadas para avaliar a capacidade do modelo construído em detectar potenciais anormalidades na temperatura do enrolamento. Para a validação do modelo, foram utilizados dados nunca vistos pelo grupo de pesquisa, referentes ao período entre 20/10/2021 até 13/02/2022.

Na etapa da clusterização, o algoritmo *K-Means* foi configurado para dividir os dados de treino em cinco grupos, após a aplicação do método de Elbow (ver subseção 2.3). Posteriormente, este modelo foi aplicado nas medições de teste a fim de identificar o(s) grupo(s) em que residem valores potencialmente

anormais. A análise destes grupos contribui para a identificação de pontos de atenção que se classificam como potenciais anomalias, estas por sua vez são agrupadas em janelas de 24h. Um equipamento é considerado anormal quando permanece acima de 5h contínuas neste estado.

2.8 Alarme de manutenção preditiva

No processo de alarme de manutenção preditiva as anomalias identificadas pelo modelo são enviadas para o sistema de manutenção para a abertura de solicitação de serviço (SS). Essas SSs são geradas apenas para as fases do equipamento onde a anomalia foi encontrada e contém uma descrição das variáveis e valores que acionaram o alarme, de forma a facilitar o entendimento do especialista e a correta destinação da SS, dentro dos trâmites e processos internos da empresa.

3. RESULTADOS

O sistema apresentado neste trabalho demonstra resultados promissores, sendo capaz de identificar anomalias de forma autônoma (sem a necessidade da intervenção de um operador). Portanto, sua metodologia é considerada robusta a falhas humanas e permite a análise de uma grande quantidade de dados de forma eficaz.

Os resultados do processo de clusterização dos dados de um equipamento podem ser observados em uma única variável denominada *score* de anomalia, como ilustrado pela Figura 3. Nesta figura, a linha em azul mostra o *score* de anomalia, a linha horizontal verde um dos limiares de anomalia e as barras laranjas delimita a janela de observação onde o modelo identificou um um evento anômalo.

O *score* de anomalia apresentado na Figura 5 mostra que o modelo de clusterização identificou uma anomalia que iniciou no dia 11/03, próximo às 15h, que se mantém acima do limiar durante toda a janela de observação. Após a identificação de anomalias pelo modelo, a aplicação utiliza as regras definidas pelo operador para distinguir as variáveis que afetaram o *score* e com isso

sinalizar a possível falha, sendo capaz de identificar uma ou mais fases elétricas onde há anomalia.

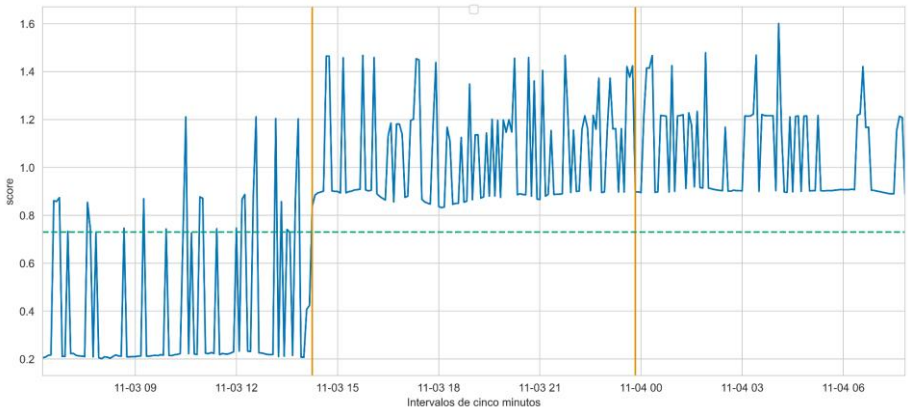


Figura 3 – Gráfico do *score* de anomalia de um reator

No caso ilustrado na Figura 3, o modelo identificou uma anomalia nas temperaturas das três fases (A, B e V) de um reator. Ao observarmos as temperaturas durante o período sinalizado pelo modelo como anormal, identificamos que existiu uma anomalia em duas fases, A e B, além de uma rápida anormalidade na fase V, como pode ser observado na Figura 4. Ao confrontarmos os resultados do modelo com as ordens de serviço da subestação, observamos que, no dia seguinte às anormalidades foi relatada uma falha no sistema de comunicação das três fases, sendo necessária a manutenção e substituição de componentes.

No período de dados processados, o sistema foi capaz de antever um total de 19 anomalias, conseguindo identificar corretamente o equipamento e a fase que ocorreu. Essas anomalias foram posteriormente validadas com as equipes de manutenção como falhas em equipamentos, sensores ou sistemas de comunicação. Desta forma, a solução teria sido capaz de antecipar essas falhas, reduzindo custos de manutenção e de operação.

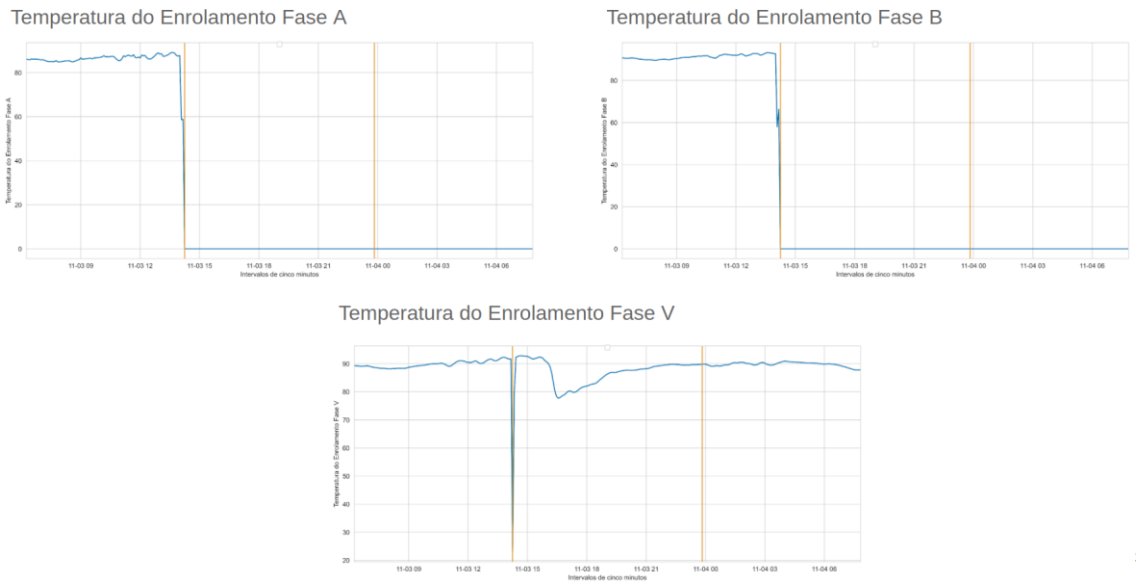


Figura 4 – Gráficos da temperatura do enrolamento do reator onde o modelo predisse uma anomalia

4. CONCLUSÕES

O sistema preditivo apresentado neste trabalho modela o comportamento típico dos equipamentos de forma autônoma, com base em múltiplas variáveis coletadas pelo supervisório das subestações. Os resultados obtidos demonstram que o sistema é promissor para auxiliar os operadores na tomada de decisão e na gestão da manutenção dos equipamentos analisados, reduzindo as paradas não programadas dos equipamentos e aumentando os benefícios para as empresas e a sociedade.

Os resultados obtidos também evidenciam o potencial e o baixo custo para extração de conhecimento e valor contido nos dados analógicos e digitais coletados pelo supervisório. Visto que estes sistemas são comuns nas subestações, o método proposto estabelece um novo indicador para tomada de decisão sobre manutenção preditiva, enquanto evita introduzir custos com a aquisição de sensores, utilizando dados existentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BLÁZQUEZ-GARCÍA, Ane et al. A review on outlier/anomaly detection in time series data. arXiv preprint arXiv:2002.04236, 2020.

EKE, Samuel et al. Characterization of the operating periods of a power transformer by clustering the dissolved gas data. In: 2017 IEEE 11th International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED). IEEE, 2017. p. 298-303.

KODINARIYA, Trupti M.; MAKWANA, Prashant R. Review on determining number of Cluster in K-Means Clustering. International Journal, v. 1, n. 6, p. 90-95, 2013.

LIKAS, Aristidis; VLASSIS, Nikos; VERBEEK, Jakob J. The global k-means clustering algorithm. Pattern recognition, v. 36, n. 2, p. 451-461, 2003.

PATEL, Ankur A. Hands-on unsupervised learning using Python: how to build applied machine learning solutions from unlabeled data. O'Reilly Media, 2019.

SEDGWICK, Philip. Pearson's correlation coefficient. Bmj, v. 345, 2012.

PREVISÃO DE CARGA NO CURTO PRAZO: APLICAÇÃO DAS REDES NEURAIS RECORRENTES PARA UM HORIZONTE DE PLANEJAMENTO SEMANAL

Lucas B. S. Morais[1]; Giancarlo Aquila[1]; Anderson R. de Queiroz[2]; Victor A. D. Faria[2]; Jose W. Marangon Lima[3]

[1]Universidade Federal de Itajubá; [2]North Carolina Central University; [3]Marangon Consultoria & Engenharia

RESUMO

A previsão de carga no curto/curtíssimo prazo tem um papel fundamental no suporte à tomada de decisão dos operadores de sistemas em diversos aspectos relacionados ao planejamento e operação de energia, tais como: reserva de geração, confiabilidade do sistema, cronograma de despacho, gerenciamento de demanda e precificação de eletricidade. Recentemente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) passou a executar as previsões de carga em base semi-horária, considerando metodologias de redes neurais do tipo *Multi Layer Perceptron* (MLP) de única camada e a Máquinas de Vetor Suporte (MVS). Entretanto, os modelos de Redes Neurais Recorrentes (RNN), como a *Long Short-Term Memory* (LSTM) e a *Gated Recurrent Unit* (GRU), que são mais recentes na literatura sobre previsão de carga no curto/curtíssimo prazo, ainda não são consideradas pelo operador. Assim, no presente artigo, pretende-se avaliar a performance das redes neurais recorrentes do tipo *Long Short-Term Memory* (LSTM) e *Gated Recurrent Unit* (GRU) para a previsão de carga em base semi-horária para o horizonte de sete dias. Os resultados obtidos com estas arquiteturas serão então comparados aos resultados publicados pelo ONS por meio do teste estatístico de Diebold-Mariano (*DM test*). Tanto a LSTM quanto a GRU apresentaram performance significativamente superior a rede MLP, sendo que a GRU apresentou performance superior aos resultados publicados pelo operador ONS. Nos feriados, também se observa que a LSTM e GRU se apresentam performance superior nas comparações.

Palavras-chave: Previsão de Carga no Curto Prazo; Redes Neurais Artificiais; *Long Short-Term Memory*; *Gated Recurrent Unit*.

ABSTRACT

Short-term load forecasts play an essential role to support the decision-making of independent system operators in relation to energy planning and operation tasks, such as: generation reserve, system reliability, dispatch schedule, management demand, and electricity pricing. Recently, the National Electric System Operator (ONS) started to perform load forecasts on a semi-hourly basis, considering single-layer Multi-Layer Perceptron (MLP), and Support Vector Machines (MVS). However, Recurrent Neural Networks (RNN) architetures, such as the Long Short-Term Memory (LSTM) and the Gated Recurrent Unit (GRU), which are more recent in the literature on load forecasting in the short-term, are still not considered by the operator. Thus, in this article, we intend to evaluate the performance of Long Short-Term Memory (LSTM) and Gated Recurrent Unit (GRU) recurrent neural networks for load forecasting on a semi-hourly basis for a seven-day horizon. The results obtained with these architectures will then be compared to the ONS forecasts using the Diebold-Mariano statistical test (DM test). Both LSTM and GRU performed significantly better than the MLP architecture, with GRU performing better than the results published by the ONS. On holidays, it is also observed that LSTM and GRU perform better in comparisons.

Keywords: Short-Term Load Forecast; Artificial Neural Networks; Long Short-Term Memory; Gated Recurrent Unit.

1. INTRODUÇÃO

Um dos principais desafios enfrentados pelo operador de um sistema elétrico é garantir um equilíbrio preciso entre a oferta e demanda de energia (Jetcheva et al., 2014). Para tanto, a previsão de carga é um processo fundamental para planejar o equilíbrio entre a oferta e demanda, reduzir custos e gerenciar a produção futura de energia elétrica.

Mocanu et al. (2016) classificam as previsões de carga basicamente em quatro categorias: longo prazo (acima de um ano); médio prazo (de uma semana a um ano); curto prazo (de uma hora a uma semana); e curtíssimo prazo (minutos a frente). A previsão de longo prazo é realizada para apoiar o planejamento da expansão da capacidade do sistema. A previsão de médio prazo é essencial para a programação do suprimento de combustível, gerenciamento do uso da água por hidrelétricas e para as operações de manutenção, além do planejamento do intercâmbio. Por sua vez, a previsão de curto/curtíssimo prazo é voltada para a programação da operação diária do sistema, da transferência de energia e gerenciamento da demanda (Rahman, 1990).

Com a crescente penetração de fontes eólica e solar na matriz de energia elétrica de muitos países, as previsões de carga no curto prazo têm se tornado fundamental para o planejamento da operação diária do sistema elétrico (Morales e Cornejo, 2014). Como a demanda de carga no curto/curtíssimo prazo possui um comportamento típico não-linear, os modelos baseados em aprendizagem de máquinas possuem grande potencial para executar essa tarefa, visto que são capazes de identificar os padrões e reproduzir as não-lineares presentes em um conjunto de dados históricos para a previsão de carga de curto prazo (Kwon et al., 2020; Zheng et al., 2017).

No Brasil, recentemente foi introduzido o modelo DESSEM para auxiliar a operação do sistema em relação a tomadas de decisão intra-horária, estabelecendo diretrizes de despacho para a operação e definindo preços horários para o mercado de eletricidade. Dessa forma, a previsão de carga de curto prazo passou a ser um insumo fundamental no processo de otimização do despacho hidrotérmico. Para tanto, o Operador Nacional Sistema (ONS) propôs o modelo PrevCargaDESSEM para executar as previsões de carga diária em base semi-horária, que recorre aos modelos de aprendizagem de máquina, como as Máquinas Vetor Suporte (MVS) e uma estrutura tradicional de Redes Neurais Artificiais (RNA).

Assim, o presente estudo pretende abordar o uso de arquiteturas Redes Neurais Recorrente (RNN), até então não utilizadas pelo ONS, para executar as

previsões de carga em base semi-horária para o horizonte de sete dias. Para executar esta tarefa são utilizados os decks de entrada do PrevCargaDESSEM disponibilizados diariamente na plataforma SINtegre do ONS, sendo utilizado um conjunto de dados para cada um dos quatro submercados de energia (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte).

2. REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

2.1 Redes Neurais Artificiais (RNA)

Uma RNA é um modelo empírico que tem sido amplamente aceito como forma potencialmente útil de se representar sistemas não-lineares complexos com grande quantidade de dados (Hippert et al., 2001). As RNAs têm recebido mais atenção na literatura nos últimos anos, por serem capazes de produzir bons resultados de previsão, sendo flexíveis quanto a sua configuração e hábeis em generalizar e capturar a não-linearidade presente nos problemas de previsão de carga (Kwon et al., 2020).

Os modelos de RNAs mais populares são os de *Multi Layer Perceptron* (MLP), que se baseiam na retropropagação. Em uma MLP, incialmente ocorre a passagem para a frente em que o fluxo de informação se propaga da camada de entrada para as camadas ocultas, até chegar na camada de saída, onde é estimada a função de custo. Em seguida, a retropropagação é realizada a partir das derivadas parciais da função de custo com relação aos vários pesos e bias estimados na arquitetura da rede (Haykin, 2007).

A estrutura mais simples de uma MLP possui apenas uma camada oculta, sendo denominada de rede neural rasa. Entretanto, o avanço computacional tem viabilizado aplicação das arquiteturas com múltiplas camadas, as chamadas *Deep Neural Networks* (DNN), que melhoram a abstração de recursos da rede, permitindo maior eficiência no processo de aprendizagem das relações complexas e não-lineares (Bengio et al., 2013).

2.2 Redes Neurais Recorrentes (RNN)

Diferente das RNAs tradicionais, os modelos de RNN se baseiam na estrutura de resposta entre unidades em diferentes estágios temporais. Este tipo de rede é denominado como recorrente, pois realizam as operações de todos os elementos na mesma sequência, permitindo a modelagem de dados em séries temporais (Choi et al., 2018).

Na arquitetura mais tradicional de RNN, para os dados de uma série temporal (x_1, x_2, ..., x_n), a saída obtida em t – 1 afeta a previsão no período t. No entanto, a memorização das informações de períodos passados pode não permanecer por muito tempo, sendo que para longos intervalos temporais pode haver o desaparecimento ou explosão do gradiente (Choi et al., 2018).

Neste sentido, a arquitetura *Long Short-Term Memory* (LSTM) tem como finalidade proporcionar diversas iterações em que o gradiente seja capaz de fluir para longos intervalos temporais (Hochreiter e Schmidhuber, 1997). Em uma LSTM são definidos um estado de célula de memória interna para armazenar informações de longo prazo, esse estado interage com a saída anterior e a entrada subsequente para determinar quais elementos do vetor interno devem ser atualizados, mantidos ou apagados. Conforme a Figura 1, esse fluxo é controlado por três portas, entre eles: a *forget gate* (f_t); a *input gate* (i_t); e a *output gate* (o_t), além das células de memória que são avaliadas a cada iteração da rede.

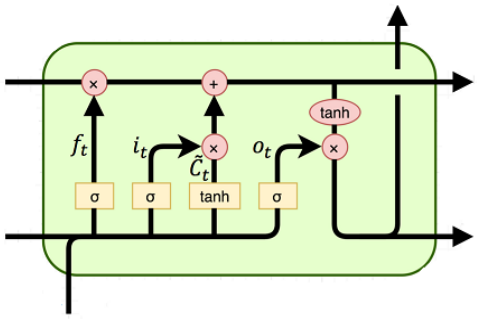


Figura 1 – Arquitetura de uma LSTM

Outro tipo de RNN bastante semelhante à LSTM são as *Gated Recurrent Unit* (GRU), entretanto as arquiteturas de GRU não utilizam a *forget layer*, e sim um estado oculto para transferir as informações temporais. Uma GRU pode ser treinada para manter informações que estão em passados bem distantes, sem reduzir a informação com o tempo. A captura de dependências de dados sequenciais sem perda de informação é alcançada a partir dos dois estágios da GRU, que são responsáveis por regular as informações a serem mantidas ou descartadas a cada passo temporal, conforme ilustrado na Figura 2.

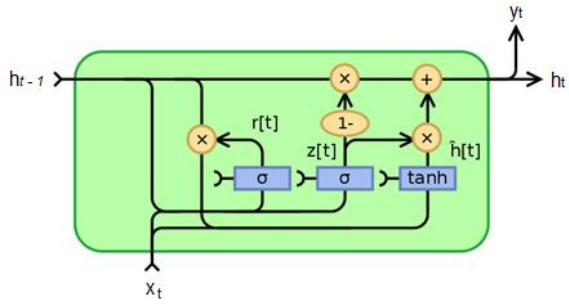


Figura 2 – Arquitetura de uma GRU

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Conjunto de dados

O conjunto de dados para executar as previsões de demanda de carga semi-horária para sete dias seguintes foi extraída da plataforma SINtegre mantida pelo ONS. Diariamente o ONS disponibiliza os decks de entrada para previsão de carga no curto prazo para o modelo PrevCargaDESSEM. Esses decks são separados para cada submercado e contém as informações de carga e temperatura verificada em base horária desde 01/01/2016. Também são extraídos dos decks de entrada os dados de temperatura prevista para até sete dias seguintes, além das informações sobre feriados e dias especiais.

Os dados de carga e temperatura são variáveis categorias e estão disponibilizados no deck com as seguintes colunas: “ano”; “mês; “dia”; “hora”; “minuto”; e, o valor de carga ou temperatura (histórica ou prevista). Por sua vez,

as informações de feriados e dias especiais são disponibilizadas com quatro colunas, sendo elas: “ano”; “mês”; “dia”; e, o tipo de feriado (variável categórica).

Após a extração dos dados da plataforma SINtegre, foi realizado o tratamento dos dados. O primeiro passo foi plotar graficamente cada variável para avaliar a presença de *outliers*. Os *outliers* observados foram substituídos pelos valores observados na hora anterior. O segundo passo foi verificar a ocorrência de dados faltantes nos arquivos, sendo que para as observações com dados faltantes foi feita uma interpolação linear para preencher as lacunas. Por último, fez-se a normalização dos dados, subtraindo cada valor pelo menor valor encontrado no período e dividindo o resultado pelo valor do desvio padrão.

Também são disponibilizados no SINtegre os arquivos contendo os resultados das previsões do modelo PrevCargaDESSEM para cada submercado. As previsões deste modelo são em base semi-horária para o dia seguinte e em patamar leve, média e pesada para os demais dias da semana. É válido destacar que, apesar de serem utilizadas as informações de carga e temperatura em base horária, as previsões podem ser realizadas em base semi-horária com o auxílio de uma *spline* monotônica cúbica, que possibilita discretizar a saída de carga para o horizonte semi-horário.

3.2 Procedimentos utilizados

Inicialmente, os dados coletados da plataforma SINtegre para cada submercado passaram pelo estágio de pré-tratamento. Após essa etapa foi realizado o treinamento dos modelos, sendo os dados do mês de abril de 2022 utilizados para avaliação (teste) dos mesmos.

Os modelos foram preparados e treinados para realizar previsão de 24 pontos (horas). Para realizar a previsão para o horizonte de 7 dias, realizou-se um processo de previsão encadeada, onde as previsões para as primeiras 24 horas são utilizadas para prever as 24 horas seguintes, e assim por diante. Uma vez que se tenha os resultados para as 168 horas (7 dias), aplica-se a *spline* monotônica cúbica para transpor os dados para base semi-horária, totalizando 336 pontos de previsão.

Neste estudo, é analisada a previsão de carga em base semi-horária para todo o sistema o sistema interligado nacional (somando os resultados de cada um dos submercados). Após as execuções, a acurácia de cada um dos modelos é avaliada pela métrica de erro denominada *Mean Average Percentage Error* (MAPE). O MAPE é uma métrica bastante popular de estimativa de desvios de previsão, caracterizada pela média dos desvios absolutos das previsões. A medida é representada por um percentual, utilizando o valor observado como divisor.

Em seguida, os modelos são comparados estatisticamente pelo teste de Diebold-Mariano (*DM test*) (ver mais em Diebold-Mariano, 1995). No *DM test* a hipótese nula é que não há diferença significativa entre a função de perda dos modelos que geram as previsões, por sua vez a hipótese alternativa indica que pelo menos um dos modelos que está sendo comparado possui uma performance superior a outro modelo que está sendo comparado.

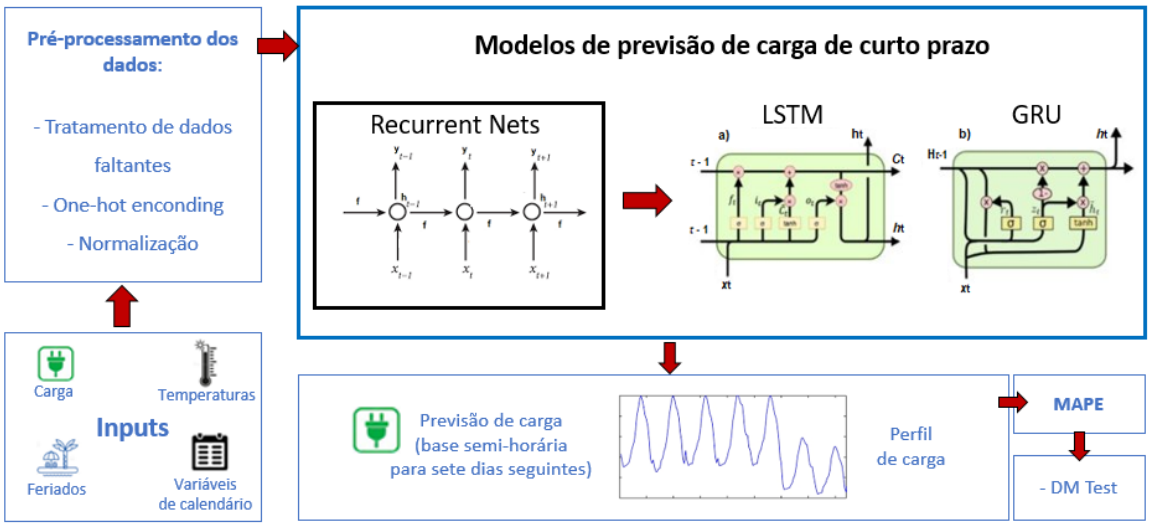


Figura 4 – Procedimentos para a previsão de carga de curto prazo

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 5 mostra as curvas com os valores de MAPE médios de cada previsão realizada no conjunto de teste avaliado, onde a data representa o

primeiro dia previsto (o valor presente no dia 01/04/2022 representa o MAPE médio da previsão para os dias 01/04/2022 a 07/04/2022).

Analisando o gráfico é possível observar que em dias normais as redes recorrentes apresentaram um desempenho similar ao modelo do ONS, porém demonstraram performance mais eficaz durante os feriados (15 e 21 de abril) e nos dias adjacentes.

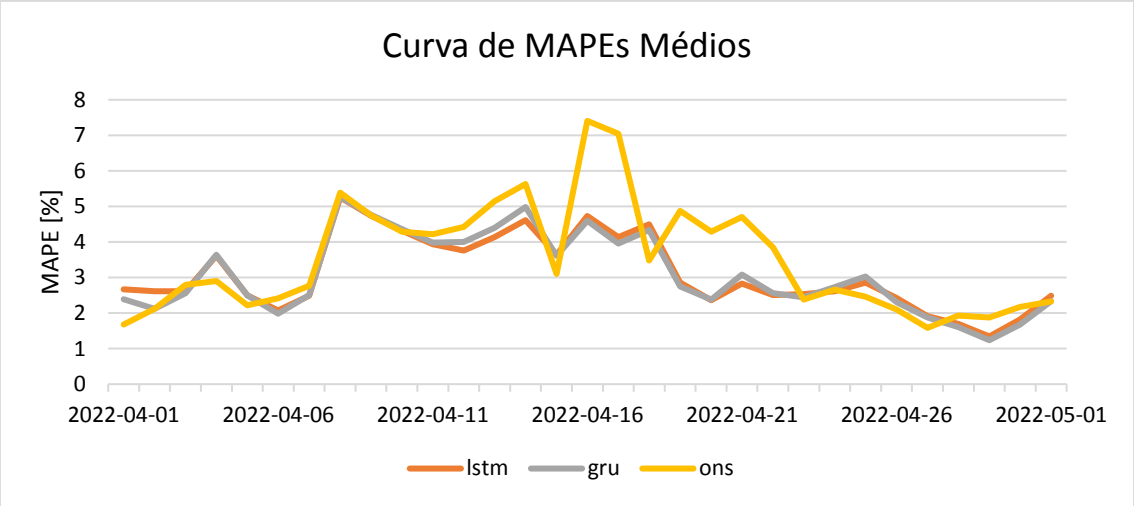


Figura 5 – Curva de MAPEs médios

A comparação estatística entre os modelos recorrentes e o modelo do ONS foi realizada através do *DM test*. Os resultados estão apresentados na Tabela 1. Para as células em amarelo o modelo que obteve superioridade se encontra na coluna. Pode-se observar que a rede GRU é estatisticamente superior ao modelo do ONS, e que os modelos recorrentes foram melhores que a rede MLP. Em relação ao MAPE médio, as redes recorrentes apresentaram um resultado muito próximo, enquanto o ONS e a MLP obtiveram resultados inferiores.

Tabela 1 – Resultados do *DM test*

	MLP	LSTM	GRU	ONS
MLP	MAPE = 3,56	DM = 3,19 p_value = 0,00	DM = 3,27 p_value = 0,00	DM = 1,23 p_value = 0.22
LSTM		MAPE = 3,07	DM = 0,73 p_value = 0,47	DM = 1,89 p_value = 0,07
GRU			MAPE = 3,05	
ONS			DM = 2,05 p_value = 0,05	MAPE = 3,40

Os modelos desenvolvidos atingiram a capacidade de realizar as previsões pelo método *rolling window*, onde as próprias previsões dos modelos são utilizadas como informações de entrada para prever dias mais à frente. O pequeno incremento com o uso da GRU e os resultados mais assertivos nos dias de feriados relevam que os usos das RNNs executam com eficiência a tarefa de executar as previsões de carga no curto/curtíssimo prazo.

Cabe destacar, que neste estudo não foram avaliadas as arquiteturas bidirecionais das RNN, que realizam o treinamento considerando o sentido de *forward* e *backward* das RNNs, podendo oferecer um ganho de acurácia para o modelo. Assim, pode-se considerar as arquiteturas de LSTM e GRU como arquiteturas promissoras para as previsões de carga no curto/curtíssimo prazo, e se mostram como arquiteturas de grande valia para integrarem os modelos de previsão de carga para o planejamento da operação em base intra-horária futuramente.

5. CONCLUSÕES

O presente estudo teve como principal contribuição avaliar a performance de arquiteturas de RNN, na tarefa de executar previsões de carga no curto/curtíssimo prazo. Atualmente, o ONS não considera nenhuma arquitetura de RNN na construção do ensemble do PrevCargaDESSEM,

entretanto as redes recorrentes LSTM e GRU se mostraram capazes de oferecer ganhos valiosos de performance nas previsões.

A performance da GRU analisando as previsões de carga para o sistema interligado nacional apresentou acurácia estatisticamente superior aos resultados publicados pelo ONS, o que chama atenção para o potencial dessa arquitetura para apoiar o planejamento da operação no curto. A GRU, assim como a LSTM também apresentaram resultados superior a MLP, que é um tipo de rede que atualmente compõem o ensemble do PrevCargaDESSEM.

É válido destacar que, neste estudo foram comparadas as performances de previsões para o sistema todo. É recomendável estudos futuros em que a análise seja feita individualmente para cada submercado, haja visto que existem diferenças no perfil de carga entre os submercados, e com isso, uma rede específica pode ter uma performance melhor em um submercado, mas inferior em outro. Também pode ser incluído em estudos futuros as RNN bidirecionais, que realizam o treinamento no sentido de *forward* e *backward*, além de outras arquiteturas de *machine learning* como as Redes Neurais *Bayesianas* e a aplicação de técnicas de filtros convolucionais sobre as variáveis de entrada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENGIO, Y.; COURVILLE, A.; VINCENT, P. Representation Learning: a review and new perspectives, IEEE Trans. on Pattern Analysis and Machine Intelligence, 35, 1798-1828, 2013.

CHOI, H.; RYU, S.; KIM, H. Short-Term Load Forecasting based on ResNet and LSTM. In.: 2018 IEEE International Conference on Communications, Control and Computing Technologies for Smart Grides. IEEE, 1-6, 2018.

HAYKIN, S. Neural Networks: a comprehensive foundation. 2 ed. Bookman, 900p. 2007.

HIPPERT, H.S.; PEDREIRA, C.E.; SOUZA, R.C. Neural networks for Short-Term Load Forecasting: A review and evaluation, IEEE Trans. On Power Systems, 16(1), 44-55, 2001.

HOCHREITER, S.; SCHMIDHUBER, J. Long Short-Term Memory. Neural Computation, 9(8), 1735-1780, 1997.

JETCHEVA, J.G.; MAJIDPOUR, M.; CHEN, W. Neural network model ensembles for building-level electricity forecasts. Energy & Buildings, 84, 214-223, 2014.

KWON, B.S.; PARK, R.J.; SONG, K.B. Short-Term Load Forecasting based on deep neural networks using LSTM layer. Journal of Electrical Engineering and Technology, 2020.

MORALES, J.; CORNEJO, A.; MADSEN, H.; PINSON, P.; ZUGNO, M. Integrating renewables in electricity markets. Springer, 2014.

MOCANU, E.; NGUYEN, P.H.; GIBESCU, M.; KLING, W.L. Deep learning for estimating building energy consumption, Sustainable Energy Grids Networks, 6, 91-99, 2016.

RAHMAN, S. Formulation and analysis of a rule-based short-term load Forecasting algorithm, Proceedings of IEEE, 78, 5, 1990.

ZHENG, J.; XU, C.; ZHANG, Z.; LI, X. Electric load forecasting in smart grids using Long Short-Term Memory based on Recurrent Neural Network. Information Sciences and System, IEEE, 2017.

PREVISÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR INDUSTRIAL DO PARANÁ: COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS REGRESSÃO LINEAR; SUAVIZAÇÃO EXPONENCIAL; MÉDIAS MÓVEIS E HOLT-WINTERS

Evandro André Konopatzki[1]; Felipe dos Santos Trindade[1]; Cristiane Lionço de Oliveira[1]; Diogo Marujo[1]; Hugo Andres Ruiz Florez[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

As análises de previsão de demanda de energia elétrica fazem parte do planejamento e da otimização dos investimentos em recursos para expansão de sistemas elétricos de potência. A demanda pode ser entendida como a disposição dos clientes ao consumo de bens e serviços ofertados por uma organização e, nesse sentido, a expansão do sistema elétrico se torna necessária quando a previsão de consumo apresenta tendência de aumento da demanda. A demanda classes residencial, comercial, industrial representou cerca de 80% da energia total consumida no país. Logo, uma previsão de demanda inconsistente, ou a falta dela, pode implicar falta de fornecimento de energia ou investimentos excessivos no setor. O objetivo desse trabalho foi implementar os métodos estatísticos: Regressão Linear; Suavização Exponencial; Médias Móveis e Holt-Winters para determinar a previsão de consumo de energia de energia elétrica no setor industrial do estado do Paraná. Na metodologia foram construídas as equações de regressão que representaram os dados de energia, foi determinado o erro médio das curvas projetadas em relação aos dados existentes e foi calculada a confiabilidade de cada previsão. Os dados usados neste trabalho foram compostos pela demanda de energia elétrica do setor industrial do estado do Paraná, dos anos 2002 a 2017. A previsão da demanda foi realizada para os anos de 2018 a 2020. Os resultados mostraram alto nível de confiabilidade dos métodos estudados com erros percentuais médios menores que 6%, sendo possível concluir que o melhor

resultado foi apresentado pelo método de suavização exponencial, com menor erro na projeção do consumo. Destaca-se que fatores sociais e econômicos podem fazer com que haja uma variação na demanda que o modelo matemático prevê. Apesar dos erros, a previsão de demanda torna-se um fator de extrema importância para as organizações estimarem suas ações.
Palavras-chave: Previsão de demanda; Expansão; Métodos de Previsão.

ABSTRACT

The forecast analyzes of electric energy demand are part of the planning and optimization of investments in resources to expand electric power systems. Demand can be understood as the willingness of customers to consume goods and services offered by an organization, and in this sense, the expansion of the electrical system becomes necessary when the consumption forecast shows a trend of increased demand. The demand for residential, commercial and industrial classes represented about 80% of the total energy consumed in the country. Therefore, an inconsistent demand forecast, or lack thereof, can imply a lack of energy supply. The objective of this work was to implement the statistical methods: Linear Regression; Exponential Smoothing; Moving Averages and Holt-Winters to determine the forecast of electricity consumption in the industrial sector of the state of Paraná. In the methodology, the regression equations that represented the energy data were constructed, the average error of the projected curves about the existing data was determined, and each forecast's reliability was calculated. The data used in this work were composed of the electric energy demand of the industrial sector of the state of Paraná, from the years 2002 to 2017. The demand forecast was carried out for the years 2018 to 2020. The results showed a high level of reliability of the methods studied, with average percentage errors less than 6%. It is possible to conclude that the exponential smoothing method presented the best result, with less error in the consumption projection. It is noteworthy that social and economic factors can cause a variation in demand that the mathematical model predicts. Demand forecasting becomes

an extremely important factor for organizations to estimate their actions despite the errors.

Keywords: Loading forecast; Expansion; Forecasting Methods.

1. INTRODUÇÃO

A demanda pode ser entendida como a disposição dos clientes ao consumo de bens e serviços ofertados por uma organização (LUSTOSA, de MESQUITA & OLIVEIRA, 2008). Havendo diversos fatores que podem influenciá-la, políticos e socioeconômicos, além do Produto Interno Bruto (PIB), economia, fatores climáticos, crescimento demográfico, número de consumidores por classe e avanços tecnológicos (ROCHA JUNIOR, 2011).

A previsão de demanda é um fator importante para determinar o futuro de uma organização no que diz respeito a tomadas de decisões (GONÇALVES, 2016), planejar a alocação dos recursos pode trazer benefícios como: melhorar prazos de entrega, otimização dos investimentos e redução dos custos (ALMEIDA, 2014).

A busca pela previsão de acontecimentos futuros tem o objetivo de diminuir os riscos na tomada de decisões importantes dentro de uma organização (VERÍSSIMO et al., 2012). Para Werlang; Geller (2018) previsões podem ser diárias, semanais, mensais, anuais e até decenais e, tendo grande confiabilidade, são fundamentais para planejar com eficiência o despacho econômico.

O planejamento do setor elétrico brasileiro é baseado na demanda dos setores: residencial, comercial, industrial e outros, apresentando forte associação com o histórico da demanda destes setores. É possível utilizar os estudos de previsão de demanda para aumentar a geração, executar a construção de subestações, linhas de transmissão com o intuito de atender a nova demanda, fazer a redistribuição das cargas expandidas em conjunto a demanda, conseguindo atender assim as solicitações de todos os setores (ROCHA JUNIOR, 2011).

2. METODOLOGIA

O objetivo deste trabalho é determinar a previsão de demanda de energia elétrica no setor industrial do estado do Paraná para os anos de 2018, 2019 e 2020 por meio de métodos estatísticos de regressão linear, suavização exponencial, médias móveis e Holt-Winters utilizando dados fornecidos pela COPEL, a concessionária de energia elétrica do Paraná.

Para testar a confiabilidade da previsão, primeiramente calcula-se a previsão para os anos em que já se tem os dados de demanda (fornecidos pela COPEL) e compara-se com o valor real, determinando assim o erro em relação aos anos anteriores, desta forma é possível determinar se o método utilizado é adequado para modelar a previsão de demanda.

Por fim, observa-se que a escolha dos métodos quantitativos tem a finalidade de representar melhor a série histórica para proporcionar melhor previsão da expansão do sistema elétrico.

Os dados que serão utilizados para a realização da previsão da demanda, são dados disponibilizados pela COPEL, que detém a série histórica dos dados de consumo do setor industrial do estado do Paraná e estão disponibilizados em um arquivo do tipo “.XLS”. O arquivo contém tabelas, nas quais estão contidas as informações sobre a demanda de energia elétrica separadas por períodos e setores.

A variância amostral mede a dispersão dos dados em relação à média, e é dada pela Equação $S^2 = \sum((xi - \bar{x})^2 / (n - 1))$ (1), onde S^2 é a variância amostral; xi é o valor de cada dado; $\bar{x}$ é a média dos dados e n é o número de amostras. Já o desvio padrão é calculado pela Equação $S = \sqrt{S^2}$ (2), onde S é o desvio padrão e $S2$ é a variância amostral. Já o coeficiente de variação de Pearson (CV), que representa a dispersão relativa da razão entre o desvio padrão S e a média $\bar{x}$, será apresentado, percentualmente, pela Equação $CV(\%) = S \cdot 100 / \bar{x}$ (3).

As séries temporais são dados agrupados em períodos dispostos em intervalos iguais (KRAJEWSKI; RITZMAN; MALHOTRA, 2017; SPIEGEL, 2009;

ROCHA JUNIOR, 2011). Matematicamente expressas pela Equação $Y = F(t)$ (4), onde Y é a variável dependente; F é a função que expressa a série temporal e t é a variável independente tempo. Sabendo que as previsões não são exatas, sobre elas deve ser abordado o erro de previsão (Et), calculado a partir da Equação (2) onde: $Et = Dt - Ft$ (5), sendo Dt a demanda e Ft a previsão para aquele período t. (FURTADO, 2006).

No método da regressão linear, uma variável dependente Y é relacionada com uma ou mais variáveis independentes através de uma equação linear, podendo ser modelada por uma equação de primeiro grau, como mostra a Equação: $Y = a + bX + ui$ (6), onde a é a interseção da reta com o eixo Y; b é o coeficiente angular da reta, ou a inclinação; X é uma das variáveis independentes representada no eixo X e ui é um erro de natureza aleatória (KRAJEWSKI; RITZMAN; MALHOTRA, 2017).

O método da Suavização Exponencial utiliza as médias móveis ponderadas, dessa forma os dados mais recentes possuem maior relevância na curva de tendência, expresso por $Ft{+}1 = Ft + \alpha(Dt - Ft)$ (7). Onde $Ft{+}1$ é a previsão futura e Ft é a previsão do período ligeiramente anterior somada a uma parcela do erro de previsão ($\alpha(Dt - Ft)$). (FURTADO, 2006)

O método de Holt (ou suavização exponencial dupla) foi desenvolvido por Holt (1957) e apresenta duas constantes de suavização tendo a previsão ($Zt{+}n$) para o período $t + n$ a seguinte equação: $Zt{+}n = Lt + nT + ui$ (8), onde α e β são determinados levando em consideração a série histórica dos dados; a estimativa para o período (Lt) e a tendência para o período (Tt) são dadas pelas equações, respectivamente: $Lt = \alpha Zt + (1 - \alpha)(Lt{-}1 + Tt{-}1)$ (9) e $Tt = \beta(Lt - Lt{-}1) + (1 - \beta)Tt{-}1$ (10). Onde $Lt{-}1$ é a estimativa para o período anterior; $Tt{-}1$ é a tendência para o período anterior; α e β constantes de suavização e Zt é a previsão para o período t.

Sobre o modelo Holt–Winters, expandido por Winter, apresenta o diferencial da sazonalidade nas formas aditiva ou multiplicativa. A previsão (Zt) utilizando o método de Holt-Winters para efeitos sazonais aditivos para o período

"t" é dado pela equação: $Zt = Lt + Tt + St + ui$ (11) e para o próximo período pela equação: $Zt{+}n = Lt + nTt + St{-}s{+}n + ui$ (12.), onde Tt é igual ao definido na equação (EQ. 10); a estimativa (Lt) e a sazonalidade (St) são expressas pelas equações, respectivamente: $Lt = \alpha(Zt - St{-}s) + (1 - \alpha)(Lt{-}1 + Tt{-}1)$ (13) e $St = \gamma(Zt - Lt) + (1 - \gamma)St{-}s$ (14) sendo que os valores das constantes α, β e γ variam entre 0 e 1 (FURTADO, 2006; MIRANDA, 2007; VERÍSSIMO et al., 2012; ALMEIDA, 2014).

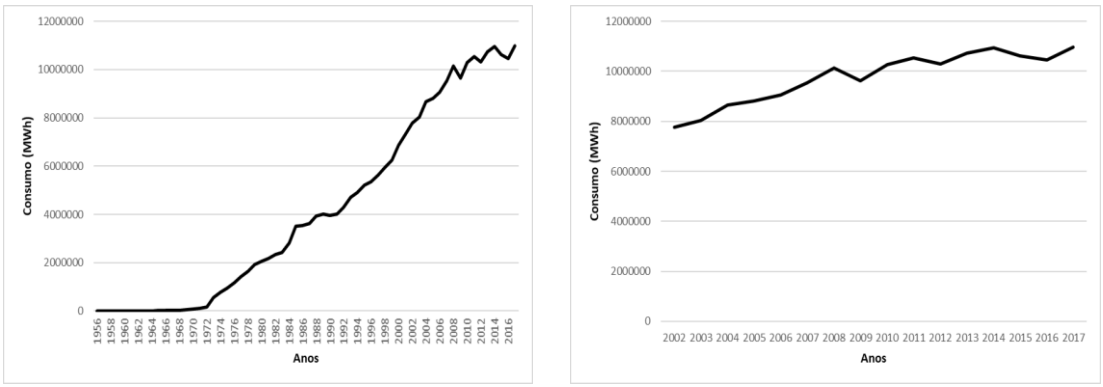
Para a avaliar a confiabilidade e o desempenho das previsões, com o parâmetro sendo a série temporal utilizada, aplica-se alguns modelos de erros.

Estes erros podem ser de natureza positiva ou negativa, e nos somatórios podem se anular. Para evitar a anulação do erro pelo fato de utilizar-se um artifício matemático, algumas técnicas de determinação do erro foram desenvolvidas (FURTADO, 2006).

A média do quadrado dos erros (MQE), média absoluta dos erros (MAE), média absoluta percentual dos erros (MAPE) são dadas, respectivamente, por: MQEn = ($\sum e_t^2$)/n (EQ. 21), MAE = ($\sum|e_t|$)/n (EQ. 22) e $MAPE$ = ($\sum \left|\frac{e_t}{z_t}.100\right|$)/n (23) com t variando de 1 a n. Onde et é o erro associado a previsão do período t; n é o número de períodos; t varia de 1 até n e Zt é a previsão para o período t.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os dados da série histórica de demanda de energia elétrica no setor industrial do Paraná, fornecidos pela COPEL, que contém dados de 1956 a 2017, totalizando 62 anos, estão apresentados na Figura 1a) e as amostras que melhor representaram o conjunto de dados estão apresentadas na Figura 1b).



(a) (b)

Figura 1 – a) Série histórica de energia elétrica no setor industrial do Paraná e b) Demanda no período 2002 a 2017

Verifica-se, na Figura 1a) que a demanda não possui componentes de sazonalidade em toda a série histórica. Por outro lado, percebe-se a tendência de crescimento na demanda.

Para escolher as amostras que representassem melhor todo o conjunto de dados, utilizou-se o desvio padrão da amostra em conjunto com o coeficiente de variação de Pearson (seção 2). Após tratamento constatou-se que o conjunto de dados de 2002 a 2017 apresentou menor coeficiente de variação de Pearson CV = 5,15%., conforme Figura 1b)

Assim como foi apresentado na seção 2, as técnicas quantitativas supõem que padrões apresentados no passado devem repetir-se no futuro (LUSTOSA, de MESQUITA & OLIVEIRA, 2008). Baseando-se nesta proposição utilizou-se os seguintes modelos: regressão linear, suavização exponencial, médias móveis e Holt-Winters para determinar a previsão de demanda para os anos de 2018, 2019 e 2020, cujos coeficientes foram:

a) O modelo de regressão linear determina a melhor reta que envolve os pontos de demanda; os coeficientes da equação foram α (0,870) e β (0,511).

b) O modelo de suavização exponencial utiliza o modelo de regressão linear em conjunto com o solver do Excel, apresentando valores melhores para as constantes α (0,870) e β (0,511).

c) Já o modelo de médias móveis apresenta bons resultados quando a demanda não exibe padrões claros de tendência ou sazonalidade, esse modelo pode apresentar resultados com baixa correlação estatística para esse estudo, uma vez que a população apresentou sazonalidade indefinida.

d) O modelo de Holt-Winters implementado foi do tipo aditivo, uma vez que após a análise do consumo se apresentou aditiva (e não multiplicativa). Esse método faz, além da utilização da análise de regressão, uma análise de variância; os valores das constantes de suavização foram α = 0,122; β = 0,260 e γ = 0,001.

A Figura 2 apresenta as curvas de tendência de cada método de previsão. Na Figura 2a) observa-se que, por meio do modelo de regressão linear, é encontrada a melhor reta que envolve os pontos de demanda, a previsão confirma a tendência de crescimento de demanda no período de análise. De acordo com a Figura 2b) foi constatado que a curva encontrada por meio do método de suavização exponencial, se ajustou melhor à curva de demanda, quando comparada com o método de regressão linear.

A Figura 2c) Mostra que a curva das médias móveis de terceira ordem acompanhou o crescimento da curva de demanda, conforme descrito no método. De acordo com a Figura 2d) observa-se que a curva de previsão obtida pelo método de Holt-Winters se adequou bem à curva de demanda, havendo uma dispersão em relação à demanda apenas nos dois primeiros anos.

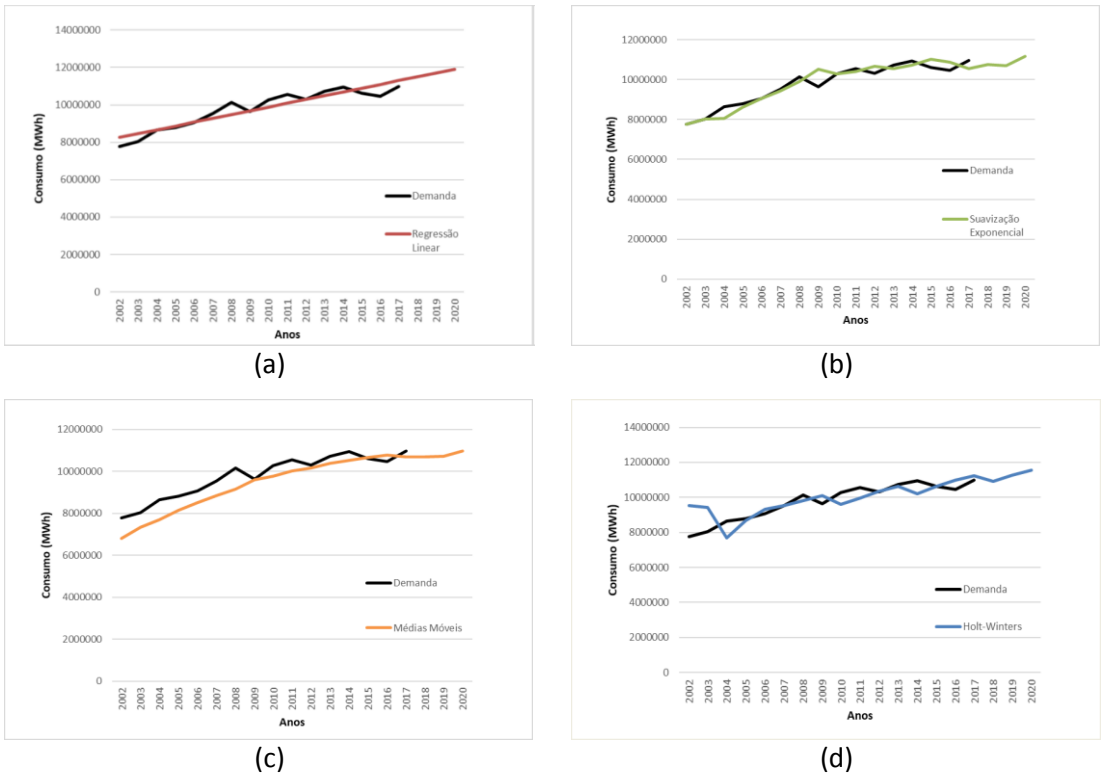


Figura 2 – Métodos de previsão: a) Regressão linear, b) Suavização exponencial, c) Médias Móveis e d) Holt-Winters

A média dos erros percentuais é calculada através da Equação (24) e mostra o erro da previsão em relação ao valor de demanda para cada período. A Tabela 1 mostra a comparação dos erros percentuais para cada método quantitativo que foi feita a previsão de demanda.

Tabela 1 – Erros Percentuais por método

Ano	Erro Regressão Linear	Erro Suavização Exponencial	Erro Médias Móveis	Erro Holt-Winters
2002	0,06	0	0,12	0,23
2003	0,05	0	0,09	0,17
2004	0	0,07	0,11	0,11
2005	0,01	0,02	0,07	0,01
2006	0	0	0,06	0,03
2007	0,03	0,01	0,07	0
2008	0,07	0,02	0,1	0,03

Ano	Erro Regressão Linear	Erro Suavização Exponencial	Erro Médias Móveis	Erro Holt-Winters
2009	0	0,09	0,01	0,05
2010	0,04	0	0,05	0,07
2011	0,04	0,01	0,05	0,06
2012	0	0,03	0,01	0,01
2013	0,02	0,02	0,03	0,01
2014	0,02	0,02	0,04	0,07
2015	0,03	0,04	0	0
2016	0,06	0,04	0,03	0,05
2017	0,03	0,04	0,03	0,02

A média dos erros (%) dos métodos avaliados: Regressão Linear; Suavização Exponencial; Médias Móveis e Holt-Winters foi, respectivamente, de: 2,88%; 2,56%; 5,44% e 5,75% com desvios padrão respectivamente iguais a 2,33%; 2,58%; 3,67% e 6,42%.

A previsão de demanda do ano 2018, pelos métodos de regressão linear, suavização exponencial, médias móveis e Holt-Winters fora, respectivamente, de: 11.503.602,97; 10.759.453,6; 10.684.856,73 e 10.911.496,36 MWh. Para o ano de 2029, os métodos apresentaram: 11.706.341,31; 10.698.319; 10.720.134,05 e 11.272.687,17 MWh. Já para o ano de 2020, os valores estimados foram: 11.909.079,65; 11.155.701,0; 10.974.753,72 e 11.560.791,55 MWh. Com as tendências de cada método apresentadas na Figura 3.

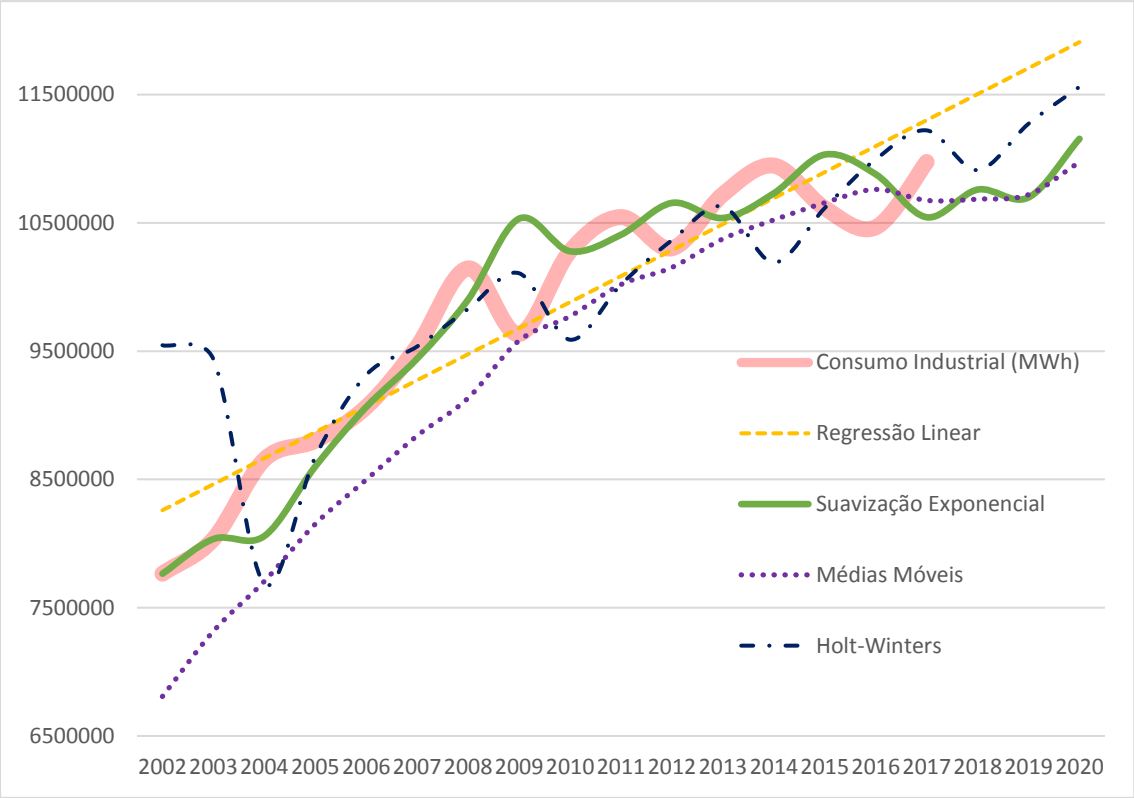


Figura 3 – Estimativa e previsão de demanda dos modelos escolhidos

O método de suavização exponencial apresentou maior adaptação à curva histórica de demanda, seguida da tendência de regressão linear, em função do menor erro médio e desvio padrão apresentados

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A previsão de demanda é fundamental para que problemas de falta de energia possam ser evitados, assim como problemas de racionamento energético, e consequentemente problemas econômicos.

Neste trabalho foi determinada a previsão de demanda para o setor industrial do Estado do Paraná para os anos de 2018, 2019 e 2020 por meio dos métodos de regressão linear, suavização exponencial, médias móveis e Holt-Winters.

A constatação da previsão crescente da demanda, indica que o consumo de energia elétrica, no setor industrial do Estado do Paraná, crescerá nos próximos anos.

De forma geral, todos os métodos apresentaram bons resultados, com destaque para o método de suavização exponencial, que foi o método que apresentou o menor erro. Os valores de previsão ficaram em sua maioria dentro do intervalo de confiança de 95%, o que mostra um alto nível de confiabilidade na previsão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, Tatiana Domingues de. Aplicação de métodos de previsão de demanda em uma indústria de beneficiamento de cereais do paraná. 2014. 53 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Medianeira, 2014.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Plano decenal de expansão de energia 2024. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2015. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 02 mar. 2017.

FURTADO, Maurício Rocha. Aplicação de um modelo de previsão da demanda total nos credenciados Belgo Pronto. 2007. 32 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2006.

GONÇALVES, Karoline Yoshiko et al. Previsão da demanda: Uma Revisão Bibliográfica. In: ANAIS X ENCONTRO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO AGROINDUSTRIAL, 2016, Campo Mourão. Artigo. Campo Mourão: Eepa, 2016. p. 1 - 12.

KRAJEWSKI, L. J.; MALHOTRA, M. K.; RITZMAN, L. P.. Administração de produção e operações. 11 ed. São Paulo: Pearson Education, 2017.

LUSTOSA, Leonardo Junqueira; DE MESQUITA, Marco Aurélio; OLIVEIRA, Rodrigo J. Planejamento e controle da produção. Elsevier Brasil, 2008.

MIRANDA, Cristina Vidigal Cabral de et al. Previsão de dados de alta freqüência para carga elétrica usando holt-winters com dois ciclos. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 41 ed, 2009, Porto Seguro. Artigo. Porto Seguro: Sbpo, 2009. p. 222 - 232.

ROCHA JUNIOR, Eloy de Paula. Metodologia para previsão de demanda baseada em cenários utilizando densidade de carga e temperatura. 2011. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

SPIEGEL, Murray R. Estatística. 3. ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2009. 643 p. Tradução de: Pedro Consentino.

VERÍSSIMO, Andrey Jonas et al. Métodos estatísticos de suavização exponencial holt-winters para previsão de demanda em uma empresa do Setor metal mecânico. Revista Gestão Industrial, Ponta Grossa, v. 8, n. 4, p.154-171, abr. 2012.

WERLANG, Ana Beatriz Carvalho; GELLER, Illana. Uma Análise da Relação Entre o Consumo de Energia Elétrica e o Crescimento Econômico no Mundo. 2018. 69 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

PREVISÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA USANDO APRENDIZADO PROFUNDO

Cláudio Adriano Correia Cambambi[1]; Cintia Helena Flesch[1];
Patricia Gomes Dallepiane[1]; Luciane Neves Canha[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Maria*

RESUMO

A energia solar fotovoltaica apresenta um comportamento dinâmico e intermitente, causado pela variação das condições climáticas. Devido a isso, tem sido necessário desenvolver diferentes métodos para a previsão da energia gerada em sistemas fotovoltaicos, pois uma boa exatidão visa contribuir com a redução da variabilidade resultante da incerteza na potência de saída do sistema fotovoltaico. A evolução do aprendizado profundo também abriu a possibilidade de aplicar modelos de redes neurais para prever séries temporais, alcançando excelentes resultados. Assim, neste artigo, é proposto um algoritmo de aprendizado profundo para prever a geração de energia fotovoltaica usando uma rede neural de memória de longo prazo. Como a variação dos parâmetros depende das condições meteorológicos e da localização geográfica, este artigo visa abranger a correlação das variáveis meteorológicas, como radiação global horizontal, radiação direta normal, radiação difusa, temperatura atmosférica e do módulo, velocidade e direção do vento, umidade e pressão do ar com a potência fotovoltaica, sendo removidas as variáveis que não afetam diretamente a geração fotovoltaica. Assim, foram realizados testes de capacidade de previsão de geração para uma usina fotovoltaica de 100Kwp localizada na Universidade Federal de Santa Maria para o período de janeiro de 2018 a abril de 2019. Os resultados obtidos demonstram o potencial do uso de aprendizado de máquina para a aplicação considerada. O modelo final foi treinado com o equivalente a 46 dias de dados de treinamento e avaliado em 15. Com este modelo, foi possível obter uma previsão em tempo real da potência gerada por uma planta fotovoltaica com um EQM de 0,45.

Palavras-chave: Previsão de geração fotovoltaica; Aprendizado Profundo; Memória de Longo Prazo; Rede neural recorrente.

ABSTRACT

Solar photovoltaic energy presents a dynamic and intermittent behavior, caused by varying weather conditions. Due to this, it has been necessary to develop different methods for the prediction of the power generated in photovoltaic systems, as a good accuracy aims to contribute to the reduction of the variability resulting from the uncertainty in the output power of the photovoltaic system. The evolution of deep learning has also opened the possibility of applying neural network models to predict time series, achieving excellent results. Thus, in this paper, a deep learning algorithm is proposed to predict photovoltaic power generation using a long-term memory neural network. Since the variation of parameters depends on weather conditions and geographical location, this paper aims to cover the correlation of weather variables such as horizontal global radiation, direct normal radiation, diffuse radiation, atmospheric and module temperature, wind speed and direction, humidity and air pressure with PV power, and the variables that do not directly affect PV generation are removed. Thus, generation forecasting capacity tests were performed for a 100Kwp photovoltaic plant located at the Federal University of Santa Maria for the period from January 2018 to April 2019. The results obtained demonstrate the potential of using machine learning for the considered application. The final model was trained with the equivalent of 46 days of training data and evaluated in 15. With this model, it was possible to obtain a real-time prediction of the power generated by a photovoltaic plant with an EQM of 0.45.

Keywords: Photovoltaic generation forecasting; Deep Learning; Long-term memory.

1. INTRODUÇÃO

Com as crescentes preocupações, a nível mundial, sobre a natureza finita dos combustíveis fósseis e sobre os danos por eles causados tais como:

emissões de gases de efeito estufa e o aquecimento global, houve uma grande ênfase na redução da pegada de carbono em todo o mundo, afastando-se dos combustíveis fósseis (GHAZOUANI et al., 2021).

Em face dos crescentes danos ambientais, os especialistas defendem o uso de energia renovável para redução da dependência dos combustíveis fósseis e, consequentemente, dos danos causados por eles (MUTEZO; MULOPO, 2021). Uma maneira é substituir, por exemplo, o petróleo, o principal elemento da matriz energética global, por energias renováveis tais como: solar, eólica, maremotriz, geotérmica e entre outras fontes (SAYED et al., 2021).

Dentre as energias renováveis, se destaca a energia solar obtida por sistemas fotovoltaicos que dependem exclusivamente da luz do sol. Esse destaque se deve por sua implementação causar um impacto ambiental significativamente menor do que a implementação das usinas hidrelétricas, por exemplo, as quais tendem a mudar drasticamente o ecossistema em seus arredores. Outro ponto é que durante a geração, a planta fotovoltaica gera uma quantidade quase nula de ruídos e vibração, diferente da energia eólica (RAHMAN et al., 2022).

Ainda, segundo Shaqsi et al. (2020) o uso destes sistemas em aplicações domésticas e comerciais tem aumentado significativamente na última década em função da redução das perdas na transmissão e distribuição. Além de possibilitar reverter o excedente de eletricidade gerado para a concessionária de energia, devido à conscientização geral, aos subsídios oferecidos pelos governos e avanços tecnológicos que reduziram consideravelmente o custo de energia por kWh.

No entanto, a energia solar fotovoltaica apresenta um comportamento dinâmico e intermitente, causado pela variação das condições climáticas. Portanto, a geração de energia fotovoltaica depende totalmente dos fatores meteorológicos incertos e ingovernáveis, como irradiação solar, temperatura atmosférica, temperatura do módulo, pressão e direção do vento, umidade, etc (CASANOVA; VILTRES, 2022).

A saída de energia de um sistema fotovoltaico muda dinamicamente com o tempo devido à variabilidade de fatores ambientais. Devido a isso, tem sido necessário desenvolver diferentes métodos para a previsão da energia gerada em sistemas fotovoltaicos.

A saída de energia fotovoltaica não prevista afeta negativamente a estabilidade, confiabilidade e agendamento da operação do sistema de energia, além do benefício econômico. Uma previsão precisa da geração de energia fotovoltaica pode reduzir o impacto da incerteza de energia fotovoltaica na rede, melhorar a confiabilidade do sistema, manter a qualidade da energia e aumentar o nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos (RATHOR; SAXENA, 2020; LIN et al., 2020; OLOWU et al., 2018).

Deste modo, a previsão precisa da geração de energia fotovoltaica é um fito para os operadores do sistema elétrico de potência, uma vez que é fundamental para eliminar o custo extra e o impacto negativo na rede elétrica integrada às fontes de energia fotovoltaica. Além de contribuir com a redução da variabilidade resultante da incerteza da potência de saída do sistema fotovoltaico, melhorando a estabilidade e despacho do sistema.

2. PREVISÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

De fato, existem muitos fatores que afetam a geração de energia fotovoltaica, incluindo radiação solar, cobertura de nuvens, temperatura, umidade, pressão atmosférica e velocidade do vento, etc.

Ainda, a geração de energia fotovoltaica é influenciada por condições ambientais adversas, por exemplo, pelo sombreamento que, consequentemente, podem reduzir drasticamente a potência de saída dos sistemas fotovoltaicos (MIRZA et al., 2020). Pois, embora os módulos sejam posicionados e montados após um planejamento cuidadoso, em diversas situações, o sombreamento é inevitável devido às limitações de espaço e, geralmente, é causado por edifícios ou estruturas próximas ao local de suas instalações.

Conforme a Tabela 1, está documentada na literatura a vasta coleção de métodos para detecção da perda de potência nos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 1 – Métodos para detecção da perda de potência em sistemas PV

Autor	Ano	Tópico Estudado
BAGHERZADEH et al., 2022	2022	variação de corrente
SANDEEP et al., 2022	2022	detecção de pontos quentes usando o TensorFlow
SEGBEFIA et al., 2021	2021	umidade dos módulos
BENDARY et al., 2021	2021	medição de corrente e tensão
ROUANI et al., 2021	2021	detecção de falhas de sombreamento parcial
HWANG et al., 2021	2021	verificação da temperatura e potência dos módulos
DEVARAJ et al., 2021	2021	rastreamento do ponto de potência máxima
ESKANDARI et al., 2020	2020	extraídas das características de curvas I-V
MORLIER et al., 2017	2020	aplicação de imagem de fluorescência ultravioleta

No que tange a previsão de energia solar, muitos estudos foram realizados, que podem ser divididos em: modelagem física, métodos estatísticos, métodos de regressão e seus métodos híbridos (AKHTER et al., 2022; KUMAR et al., 2022; BAKEER et al., 2022; GARUD et al., 2021; HARROU et al., 2021).

O modelo físico se concentra na previsão de energia solar com base na previsão numérica do tempo (PNT) e princípios físicos de células fotovoltaicas (BAKKER et al., 2019).

O método estatístico visa estabelecer uma relação de mapeamento entre dados históricos de séries temporais e produção de energia solar (DAS et al., 2018). Os métodos estatísticos comumente usados incluem média móvel autorregressiva (KUSHWAHA; PINDORIYA, 2019), filtro de Kalman (LAMSAL et al., 2018), cadeia de Markov (MIAO et al., 2018), associação espaço-temporal (LIU et al., 2019).

O método de regressão toma como variáveis de entrada a radiação solar, o estado de operação dos painéis fotovoltaicos e os parâmetros ambientais, e busca estabelecer a relação matemática entre entrada e saída por meio de técnicas de ajuste de curvas e otimização de parâmetros (AHMED; KHALID, 2019.

Os métodos híbridos concentram-se na combinação de modelagem física, método estatístico e regressão em estruturas de previsão híbridas.

Dentre os algoritmos acima citados, os algoritmos baseados em inteligência artificial (IA) vêm ganhando cada vez mais destaque. Ainda, entre eles destacam-se os algoritmos de aprendizado de máquina (ML), sistema especialista, lógica fuzzy e otimização heurística.

Esse destaque pode ser explicado pelas vantagens que incluem: a IA geralmente possui funções poderosas de extração de recursos e mapeamento não linear; o algoritmo IA tem boa compatibilidade e pode ser incorporado de forma flexível em vários cenários de previsão sistemas fotovoltaicos (PV); e IA pode atingir um certo grau de raciocínio lógico, o que é útil para obter um alto nível de inteligência para preditores solares.

Assim, algoritmos de IA têm sido amplamente aplicados na previsão de radiação solar e energia fotovoltaica com acurácia atraente.

Uma rápida análise bibliográfica mostrou que nos dois últimos anos, isto é, de janeiro de 2021 até 31 de maio de 2022, mais de 500 artigos (revistas e revisão) com foco na previsão de energia fotovoltaica baseada em IA foram relatados sob diferentes perspectivas. Portanto, um bom número de pesquisas tem sido realizado para desenvolver modelos de previsão adequados na previsão da geração de energia fotovoltaica com metas de maior precisão e complexidade mínima com custo computacional (AKHTER et al., 2022; KUMAR et al., 2022; BAKEER et al., 2022; GARUD et al., 2021; HARROU et al., 2021; KABILAN et al., 2021).

2.1 Base de dados

O conjunto de dados utilizado neste trabalho foi montado com dados de duas fontes distintas, uma para os dados ambientais e outra para os dados de geração de energia. O motivo disso foi que não foi possível encontrar os dois tipos de dados em um só lugar. Os dados ambientais foram retirados da base de dados da rede SONDA, e os dados de geração, obtidos da planta fotovoltaica instalada nas dependências da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

A rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) é uma iniciativa do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

(INPE), que tem por objetivo a "implementação de infraestrutura física e de recursos humanos para levantar e melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica do Brasil.

Os dados coletados são submetidos a um processo de avaliação em que as medições são checadas para adequação aos limites físicos, consistência entre sensores diferentes e consistência histórica entre as componentes direta, difusa e global em comparação com valores estimados por modelos. Posteriormente, os dados são submetidos a um processo de validação seguindo um protocolo internacional, em que medições suspeitas são sinalizadas, sem, contudo, alterá-las.

A base de dados é dividida em dados ambientais e dados anemométricos. Os dados ambientais, por sua vez, compõem-se de dados radiométricos e meteorológicos. A periodicidade dos dados ambientais é de 1 em 1 minuto, e dos anemométricos, de 10 em 10 minutos. Neste trabalho apenas os dados ambientais são relevantes.

A rede conta com estações de medições próprias e parceiras em vários locais do Brasil, incluindo uma em São Martinho da Serra, no estado do Rio Grande Sul, distando 32 Km do bairro Camobi, município no qual encontra-se localizado o campus sede da UFSM.

As estações são do tipo solarimétricas (S), anemométricas (A) ou solarimétricas e anemométricas (SA). As variáveis medidas dependem do tipo de estação e dos sensores existentes em cada estação, mas por padrão a rede disponibiliza planilhas.

A estação de São Martinho da Serra é do tipo solarimétrica e anemométrica. O INPE possui dados atualizados para cada estação da rede Sonda, porém, devido ao término do projeto que financiava a rede, o INPE está impossibilitado, no momento, de processar os dados mais recentes e lançá-los na plataforma. Sendo assim, a estação teve as atividades interrompidas de novembro de 2017 a novembro de 2018 e parou de fornecer dados a partir de maio de 2019. Portanto, está base de dados possui meses e, dependendo da variável medida, anos inteiros com dados marcados como perdidos ou suspeitos.

Nessas circunstâncias, entrou-se em contato com o coordenador do projeto SONDA que, disponibilizou via e-mail os dados atualizados e consistentes.

Deste modo, em posse dos dados de geração e da rede SONDA, o período escolhido foi janeiro de 2018 a abril de 2019, resultando em 16 meses de dados. Contudo, foi necessário submeter os dados a um processamento rigoroso para resolver problemas de compatibilidade, pois os dados utilizados da rede SONDA são separados de 1 em 1 minuto e os dados de planta de geração, de 15 em 15. Para resolver este problema foi realizada uma interpolação usando a ferramenta de código aberto Python.

As variáveis de entrada são dados ambientais e a de saída é a potência gerada por uma planta fotovoltaica.

3. MODELAGEM

Tendo definido as variáveis de entrada e saída, é possível afirmar que o problema se trata de uma regressão. Isto porque a variável de saída não é uma classe ou rótulo, mas uma grandeza escalar.

O problema proposto neste trabalho é, em um aspecto, semelhante ao exemplo de recomendação de roupas para a estação. Sabe-se que a geração fotovoltaica depende de fatores ambientais, e estes são influenciados pelas estações do ano. Sabe-se ainda que as estações são periódicas. Logo, se o modelo for treinado com dados de um período de um ano anterior, espera-se (todo o mais constante) poder prever a geração para o mesmo período do ano seguinte, tornando-se o problema estacionário.

Por se tratar de uma regressão, a principal métrica utilizada para a avaliação da performance é o erro quadrático médio (EQM). Além do EQM, também foram monitorados o erro absoluto médio (EAM) e o valor da função de perda (*loss*), sendo este último simplesmente o EQM, quando o modelo não possui regularização, e o EQM penalizado com um custo, quando possui regularização. O método de otimização é o RMSProp. A validação é realizada monitorando-se a perda no conjunto de validação, usando o EQM como função de perda.

Os valores faltantes foram substituídos por zero. normalizou-se os dados de entrada antes de utilizá-los no modelo. Tal normalização corresponde a subtrair a média e dividir pelo desvio padrão a cada amostra do conjunto. Ao se tratar de *feature engineering*, foram removidos os atributos que não afetam diretamente a geração fotovoltaica. Sabe-se que velocidade e direção do vento, umidade do ar e pressão atmosférica não influenciam no rendimento do sistema.

Experimentos preliminares com um modelo baseline determinaram que, de fato, a remoção destes atributos resulta em um desempenho melhor do aprendizado de máquina. Assim sendo, estes dados foram eliminados do conjunto, reduzindo o número de atributos de 10 para 6.

4. RESULTADOS

A seguir são relatados experimentos realizados com modelos de redes neurais. Nesses, salvo especificado em contrário, a função de ativação é ReLU e o método de otimização é RMSProp com taxa de aprendizado de 0,0001.

O número ideal de épocas de treinamento de cada modelo é determinado programando-o para ser treinado por 1000 épocas, com 30% do conjunto de treinamento separado para validação. Por meio de uma função de callback, o processo é interrompido quando a perda de validação não melhorar por 10 épocas consecutivas segundo uma tolerância delta min = 0.

Partiu-se de um modelo básico ou baseline (Modelo 1) com duas camadas densas: a primeira com 16 unidades e a segunda com 1, totalizando 129 parâmetros treináveis. Uma vez treinado, avaliou-se o Modelo 1 no conjunto de validação. Em seguida, criou-se um novo modelo (Modelo 2) com três camadas densas: as duas primeiras com 32 unidades e a terceira com 1, totalizando 1313 parâmetros treináveis.

O Modelo 2 foi treinado e avaliado no conjunto de validação. O Modelo 2 obteve resultados melhores do que o Modelo 1. Assim, criou-se um novo modelo (Modelo 3) com quatro camadas densas: as três primeiras com 64 unidades e a quarta com 1, totalizando 8833 parâmetros treináveis. O Modelo 3 foi treinado e avaliado da mesma forma que os anteriores.

Conforme pode ser visto na Tabela 2 a métrica loss exibiu um valor um pouco maior do que o EQM, quando em todos os outros experimentos as duas métricas tinham valores iguais. Isto se deve a regularização l2, que penaliza a função de perda. Porém, considerando-se apenas a métrica EQM, o Modelo 2 com regularização obteve o melhor desempenho.

O modelo 4 (final) foi novamente treinado com os conjuntos de treinamento e validação combinados e avaliado no conjunto de testes. Os EQMs obtidos com cada modelo são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Avaliação dos modelos no conjunto de validação e teste

Modelo	Loss		EAM		EQM	
	Validação	Teste	Validação	Teste	Validação	Teste
Modelo 1	0,5496	0,5060	0,3676	0,3202	0,5496	0,5060
Modelo 2	0,4984	0,4673	0,2875	0,2653	0,4984	0,4673
Modelo 3	0,4558	0,4913	0,2759	0,2774	0,4558	0,4913
Modelo 4	0,5102	0,4997	0,2768	0,2710	0,4605	0,4500

Para ilustrar a performance do modelo final, foi plotado um gráfico com a potência fotovoltaica de 16 a 30 de abril de 2018 – período correspondente ao conjunto de teste – sobreposta a predição realizada pelo modelo.

Algumas observações com relação ao gráfico da Figura 1: é possível notar que, em alguns trechos, as curvas de predição e de geração aparecem recortadas. Isto ocorre em dias nebulosos, devido a encobrimentos da radiação solar direta por nuvens. Outra razão é que a planta fotovoltaica e a estação meteorológica responsável por coletar os dados ambientais não estão no mesmo local. Assim, elas não são igualmente afetadas pela nebulosidade. Como a predição se baseia unicamente nos dados meteorológicos, é esperado haver alguma divergência entre a curva da predição e a da geração em dias nebulosos. Todavia, em dias ensolarados, a divergência é quase imperceptível, como se pode notar na Figura 1.

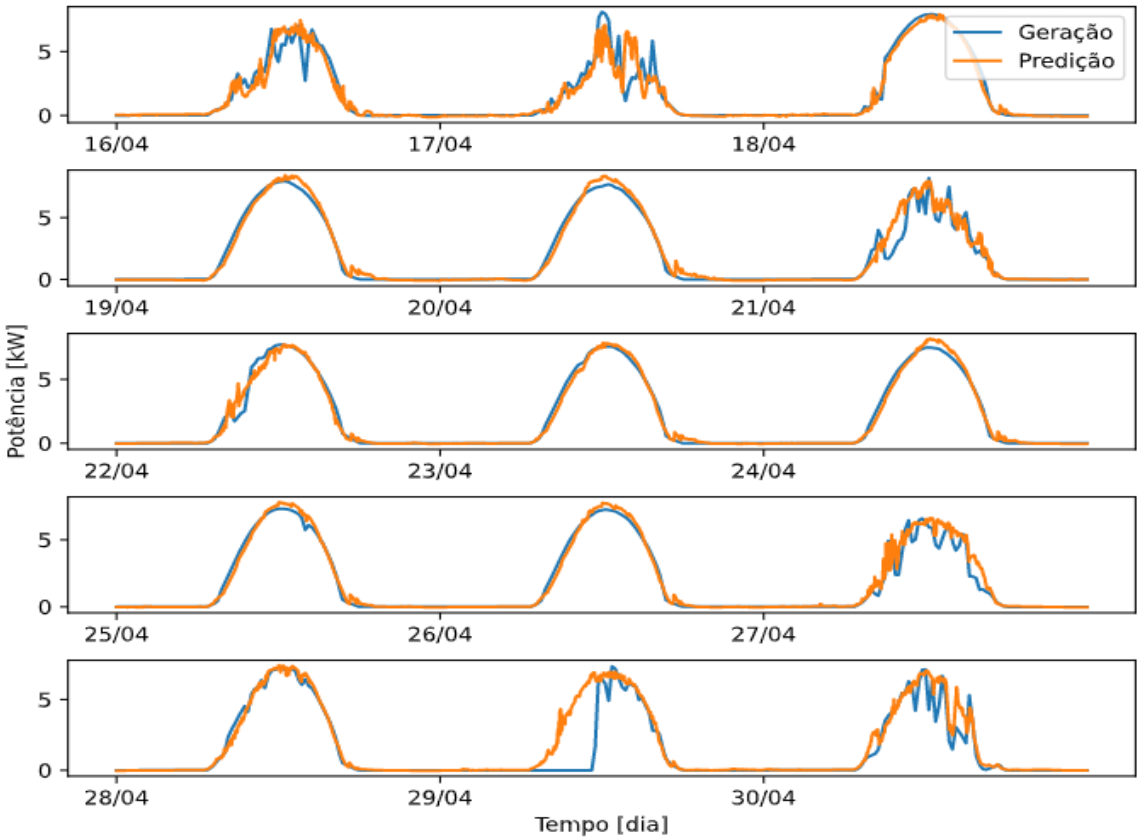


Figura 1 – Curva de geração (azul) da plata fotovoltaica de 16 a 30 de abril de 2018 e predição (laranja) do modelo final

Outra anomalia ocorreu no dia 29. Nele, a curva de geração sobe de zero a um valor elevado subitamente, como uma função degrau, e isto no meio do dia, quando a potência gerada já deveria estar bem acima de zero. Causas prováveis desta anomalia podem ser: falhas no sensor, perda de conexão da planta fotovoltaica etc. O modelo de aprendizado profundo, porém, alheio a quaisquer falhas na geração, previu uma curva consonante com os dados ambientais.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresenta a utilização de rede neural recorrente LSTM como modelo de previsão da geração sistema fotovoltaica a partir de dados meteorológicos.

Os dados utilizados no treinamento da rede, adquiridos de fontes distintas, foram submetidos a pré-processamento e *feature engineering*. Uma série de procedimentos foi seguida para garantir que a rede não apresentasse *overfitting*. Partindo-se de um modelo básico, estabeleceu-se um número máximo de épocas de treinamento, monitorando-se a perda no conjunto de validação. Depois, foi incrementado o número de camadas e unidades de camada progressivamente, até a performance no conjunto de validação degradar. Finalmente, foram adicionadas regularização l2 e *dropout*. O modelo final foi treinado com o equivalente a 46 dias de dados de treinamento e avaliado em 15. Com este modelo, foi possível obter uma previsão em tempo real da potência gerada por uma planta fotovoltaica com um EQM de 0,45.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, A.; KHALID, M. A review on the selected applications of forecasting models in renewable power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 100, p. 9–21, 2019.

AKHTER, M. N. et al. A hybrid deep learning method for an hour ahead power output forecasting of three different photovoltaic systems. Applied Energy, Elsevier, v. 307, p. 118185, 2022.

BAKEER, A.; MAGDY, G.; CHUB, A.; BEVRANI, H. A sophisticated modeling approach for photovoltaic systems in load frequency control. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, v. 134, p. 107330, 2022.

BAKKER, K. et al. Comparison of statistical post-processing methods for probabilistic nwp forecasts of solar radiation. Solar Energy, Elsevier, v. 191, p. 138–150, 2019.

CASANOVA, R. H.; VILTRES, L. L. Photovoltaic generation prediction using the deep learning long short term memory model. ITEGAM-JETIA, v. 8, n. 33, p. 13–20, 2022.

DAS, U. K. et al. Forecasting of photovoltaic power generation and model

optimization: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 81, p. 912–928, 2018.

GARUD, K. S.; JAYARAJ, S.; LEE, M.-Y. A review on modeling of solar photovoltaic systems using artificial neural networks, fuzzy logic, genetic algorithm and hybrid models. International Journal of Energy Research, Wiley Online Library, v. 45, n. 1, p. 6–35, 2021.

GHAZOUANI, A. et al. Impacts of environmental taxes and technologies on greenhouse gas emissions: contextual evidence from leading emitter european countries. Environmental Science and Pollution Research, Springer, v. 28, n. 18, p. 22758–22767, 2021.

HARROU, F.; SAIDI, A.; SUN, Y.; KHADRAOUI, S. Monitoring of photovoltaic systems using improved kernel-based learning schemes. IEEE Journal of Photovoltaics, IEEE, v. 11, n. 3, p. 806–818, 2021.

KABILAN, R. et al. Short-term power prediction of building integrated photovoltaic (bipv) system based on machine learning algorithms. International Journal of Photoenergy, Hindawi, v. 2021, 2021.

KUMAR, P. M. et al. Artificial neural network-based output power prediction of grid-connected semitransparent photovoltaic system. Environmental Science and Pollution Research, Springer, v. 29, n. 7, p. 10173–10182, 2022.

KUSHWAHA, V.; PINDORIYA, N. M. A sarima-rvfl hybrid model assisted by wavelet decomposition for very short-term solar pv power generation forecast. Renewable Energy, Elsevier, v. 140, p. 124–139, 2019.

LAMSAL, D. et al. Kalman filter approach for dispatching and attenuating the power fluctuation of wind and photovoltaic power generating systems. IET Generation, Transmission & Distribution, IET, v. 12, n. 7, p. 1501–1508, 2018.

LIN, G.-Q. et al. An improved moth-flame optimization algorithm for support vector machine prediction of photovoltaic power generation. Journal of Cleaner Production, Elsevier, v. 253, p. 119966, 2020.

MIAO, S.; NING, G.; GU, Y.; YAN, J.; MA, B. Markov chain model for solar farm generation and its application to generation performance evaluation. Journal of Cleaner Production, Elsevier, v. 186, p. 905–917, 2018.

MIRZA, A. F. et al. A salp-swarm optimization based mppt technique for harvesting maximum energy from pv systems under partial shading conditions. Energy Conversion and Management, Elsevier, v. 209, p. 112625, 2020.

MUTEZO, G.; MULOPO, J. A review of africa's transition from fossil fuels to renewable energy using circular economy principles. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 137, p. 110609, 2021.

OLOWU, T. O. et al. Future challenges and mitigation methods for high photovoltaic penetration: A survey. Energies, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 7, p. 1782, 2018.

RAHMAN, A.; FARROK, O.; HAQUE, M. M. Environmental impact of renewable energy source based electrical power plants: Solar, wind, hydroelectric, biomass, geothermal, tidal, ocean, and osmotic. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 161, p. 112279, 2022.

RATHOR, S. K.; SAXENA, D. Energy management system for smart grid: An overview and key issues. International Journal of Energy Research, Wiley Online Library, v. 44, n. 6, p. 4067–4109, 2020.

SAYED, E. T. et al. A critical review on environmental impacts of renewable energy systems and mitigation strategies: Wind, hydro, biomass and geothermal. Science of the total environment, Elsevier, v. 766, p. 144505, 2021.

SHAQSI, A. Z. A. et al. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. Energy Reports, Elsevier, v. 6, p. 288–306, 2020.

PRODUTOS PARA POTENCIALIZAR A RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL: UMA VISÃO BASEADA NAS MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS

Fabiano Fuga[1]; Dorel Soares Ramos[1,2]

[1]Universidade de São Paulo; [2]MRTS Consultoria

RESUMO

A abertura comercial gradual dos mercados de eletricidade, de forma a acompanhar a evolução tecnológica e a promover a participação cada vez mais ativa dos agentes, visando aumentar a eficiência das operações nesses mercados, é reconhecidamente uma das melhores práticas nos mercados mais evoluídos do mundo. A Resposta da Demanda (RD), mecanismo ainda pouco utilizado no Brasil, pode oferecer muitas vantagens ao sistema elétrico, como por exemplo, o aumento de sua competitividade e a melhoria da confiabilidade de suprimento por meio da participação ativa do consumidor de energia.

Palavras-chave: Resposta da Demanda, Serviços Ancilares, Transmissão, Capacidade, Mercado de Energia.

ABSTRACT

The gradual opening of the electricity markets to keep up with technological developments and to promote an increasingly active participation, increasing the efficiency of market operations, is recognized as one of the best practices in the most evolved markets in the world. Demand Response, a mechanism not widely used in Brazil, can offer many advantages to the electric system, such as

increasing its competitiveness and improving the reliability of the electric energy supply through the active participation of the energy consumer.

Keywords: Demand Response; Ancillary Services; Transmission; Capacity; Energy Market.

1. INTRODUÇÃO

A experiência internacional demonstra que em mercados nos quais existe transparência dos custos envolvidos e o sinal econômico correto é dado aos seus participantes, a competitividade beneficia o sistema como um todo e, também, permite premiar os agentes que individualmente contribuem para uma maior eficiência nos mercados onde atuam. Portanto, a evolução dos mercados de eletricidade, de forma a motivar uma maior participação da demanda, é fundamental para a aumentar a competição e reduzir os custos do sistema.

Muitos mercados de energia elétrica adotam há algum tempo variados tipos de programas de incentivo à RD, a partir do que podem ser identificadas soluções viáveis, relativamente simples e com resultados bastante positivos e encorajadores. A experiência internacional mostra que são inúmeras as possibilidades para atrair a demanda e permitir sua interação diretamente com o sistema, desta forma contribuindo para manter a estabilidade, confiabilidade e segurança operacional, a preços competitivos.

As principais contribuições do artigo serão apresentadas por meio de propostas de programas de RD em diferentes áreas. A primeira proposta enfoca um produto que requer a participação dos consumidores no âmbito dos Serviços Ancilares, pois objetiva a sua cooperação para restituir o equilíbrio do sistema com uma resposta de curto prazo. A segunda proposta será subdivida em duas partes, sendo a primeira aplicada à Transmissão e a segunda à Capacidade, mantendo em comum, não obstante, o conceito de introdução do pico coincidente, que requer a participação mais dinâmica e efetiva dos consumidores

ao receberem e responderem ao sinal econômico pertinente ao horário em que o sistema elétrico é mais exigido.

Por seu turno, o terceiro grupo de propostas terá como principal objetivo permitir que cada vez mais consumidores possam responder ativa e dinamicamente aos preços de energia, na medida em que ocorra a evolução da precificação do mercado energia, a qual deverá refletir cada vez melhor os custos reais de operação do sistema.

2. MELHORES PRÁTICAS EM MERCADOS INTERNACIONAIS

As melhores práticas apontam que a RD tem contribuído para fornecer capacidade, energia ou confiabilidade à rede. Hopkins (2017) ressalta que para determinar a necessidade e o potencial de RD de uma dada região é fundamental avaliar as características do perfil de fornecimento de energia e a demanda da área em questão. A implementação de programas de RD deve ter diferentes escalas de tempo conforme o objetivo do programa (Cfr. Figura 1).

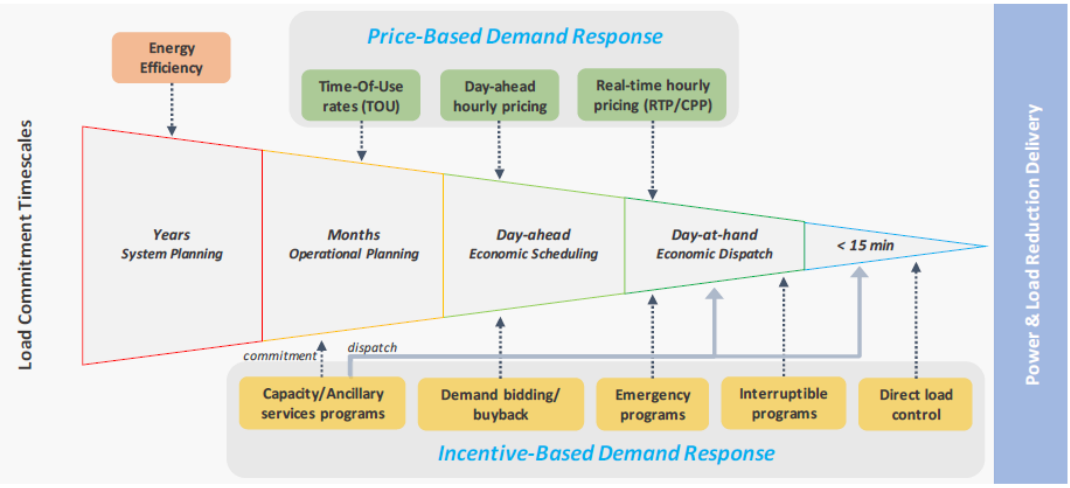


Figura 1 – Escala de Tempo para Resposta da Demanda (Dream Go, 2017 p.8)

Nos EUA, onde o tema foi amplamente desenvolvido ao longo das últimas décadas, diversos estudos (EIA, 2021) quantificaram o potencial dos programas de RD, discutindo políticas que poderiam influenciar as ofertas do programa, à

medida que a disponibilidade de preços dinâmicos aumenta e a infraestrutura de medição avança.

Na Europa também são realizados estudos específicos de mapeamento, tendo como foco os mercados onde os programas de RD são oferecidos (Parlamento Europeu, 2017), bem como os produtos e embasamento regulatório para a sua sustentabilidade, dando destaque para os principais desafios que dificultam o desenvolvimento e a ênfase de coordenação entre o mercado e a operação do sistema. Desta forma, a boa prática aponta que os programas de RD podem reduzir o custo total e ajudar a manter o equilíbrio do sistema ao induzir mudanças no consumo na medida em que se tenha a evolução das redes elétricas com ferramentas smart grid com alcance até aos consumidores residenciais. Nessa perspectiva, a criação de uma rede elétrica flexível, eficiente, digitalizada, confiável e resiliente pode ser o melhor caminho para aumentar a eficiência energética e a segurança sistêmica.

3. RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL

Coopers&Lybrand (1997), durante o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), propôs, de forma conceitual, um modelo de Demand Side Bidding (DSB) por meio do qual grandes consumidores, capazes de gerenciar sua carga, ofereceriam um preço pelo qual estariam dispostos a desconectar ou reduzir seu consumo em função de valores previamente acordados. Assim, ao se revisitar os avanços da RD no Brasil, percebe-se desde então que as iniciativas neste sentido trouxeram algumas mudanças pontuais na estrutura tarifária baseada em preços, como a introdução das Bandeiras Tarifárias[1] em 2015 e a Tarifa Branca[2] em 2018.

Recentemente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2017) estabeleceu os critérios e as condições para um programa piloto de RD como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, visando

[1] Bandeiras Tarifárias: mecanismo que dependendo das condições hidrológicas no país incrementa o custo da eletricidade para todos os consumidores do SIN no mês seguinte.
[2] Tarifa Branca: tarifa de tempo de uso, opcional para consumidores de baixa tensão.

também a obtenção de maior confiabilidade do sistema elétrico e a modicidade tarifária. Infelizmente, o programa piloto não obteve sucesso devido às barreiras de entrada que dificultaram uma participação mais ampla dos consumidores.

Não obstante, o Ministério de Minas e Energia (MME, 2021), diante da crise hídrica no último ano, promoveu o programa Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD, buscando o aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica do país. O programa possibilitou aos consumidores ofertar reduções planejadas de carga em períodos de 4 a 7 horas de acordo com o calendário mensal proposto pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Esta iniciativa durou apenas alguns meses, uma vez que o programa foi suspenso com a melhora nas condições hídricas nas principais bacias do país.

4. PRODUTOS PARA POTENCIALIZAR A RESPOSTA DA DEMANDA

Neste contexto, pode-se notar que a RD é um mecanismo que apresenta oportunidades de desenvolvimento para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), cujos potenciais fatores poderão viabilizar a aplicação de diferentes tipos de produtos, que vão desde o provimento de serviços ancilares, através de programas emergenciais, até a resposta a preços. As propostas apresentadas neste trabalho buscam acelerar a introdução da RD no Brasil, baseado nas necessidades sistêmicas e visando aumentar a competitividade do mercado.

4.1 Serviços Ancilares

O desenvolvimento de um mercado de serviços ancilares deve remunerar, de forma transparente e adequada, diversos serviços prestados pelos agentes, que são responsáveis por garantir a confiabilidade do sistema de energia no curto prazo, especialmente durante períodos de forte demanda ou emergências do sistema. É importante salientar que a proposta de RD aqui apresentada não

altera a regulação vigente no SEB, pois está associada à prestação de serviços ancilares sem a necessidade da criação de um mercado específico.

Os serviços ancilares no Brasil estão definidos nos procedimentos de rede do ONS como serviços suplementares aos prestados pelos agentes de geração e de distribuição, que compreendem os controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras, e suas respectivas reservas de potência; a reserva de prontidão; o suporte de reativos, os sistemas especiais de proteção e o auto restabelecimento de unidades geradoras.

A proposta de um produto de RD neste âmbito é apresentada aqui tendo como foco a crescente necessidade de reserva operativa sistêmica, fato este que representa um grande desafio para a operação do sistema, especialmente quando a demanda é alta e ocorre intermitência na geração renovável. Nesta proposta, deverá ser realizado um leilão anual para a contratação de um produto RD, tendo como base o uso histórico de geração térmica fora de mérito e a projeção de despacho para o ano em questão de acordo com seu planejamento, de forma a nortear o preço teto do leilão, tendo como base o custo evitado de despacho fora de mérito. O leilão deverá ser de preço decrescente, de forma a atender à necessidade pelo menor custo aceito pelos participantes que atenderem à quantidade alvo.

Desta forma, o programa tem como principal característica o pagamento fixo por disponibilidade de redução de carga, definido através de um leilão anual de acordo com as necessidades sistêmicas apontadas pelo ONS neste horizonte de planejamento. Neste leilão, os participantes ofertarão um preço em R$/MW, para contratação da disponibilidade relativa à sua capacidade em prover a RD. Além da receita fixa, os participantes que forem bem-sucedidos no leilão anual receberão também uma receita variável, de acordo com a duração da redução de carga. Uma vez que o participante tenha sua oferta aceita no leilão anual, este estará obrigado a executar reduções de carga em minutos após o

recebimento da ordem de despacho, sujeito à penalidade por descumprimento do comando de acionamento. Além disso, devem ser considerados:

a) Tempo entre o aviso do despacho e o início da entrega do produto;
b) Duração do produto;
c) Número máximo de acionamentos do produto;
d) Montante reduzido em relação à linha de base, tendo como referência os últimos dias sem despacho;
e) Caso o participante não seja despachado deverá se submeter a teste para confirmar sua capacidade de resposta;
f) Período Máximo de dias por ano de declaração de indisponibilidade.

4.2 Utilização do Pico Coincidente

A boa prática internacional indica que há necessidade de um melhor alinhamento entre as tarifas de eletricidade e o custo de fornecimento de serviços de rede aos clientes, tanto para fornecer um melhor sinal econômico para o uso eficiente da rede, quanto para reduzir subsídios cruzados.

O racional desta proposta é que as tarifas devem refletir os custos que os usuários impõem à rede e que a contribuição de cada carga seja considerada no momento de ocorrência do pico do sistema (coincidente). Busca-se incentivar tanto o investimento eficiente na rede, como também um melhor gerenciamento das cargas pelos usuários. Desta forma, é fundamental considerar na tarifação do uso da rede que a contribuição individual de cada carga para a ocorrência do pico coincidente do sistema seja determinante no cálculo do seu pagamento.

Neste contexto, o conceito dos picos coincidentes é utilizado em vários mercados de eletricidade afim de recuperar os custos de capital anualizados de ativos de eletricidade. Em mercados mais avançados nota-se, portanto, que a cobrança dos consumidores finais é proporcional ao uso medido nos momentos

de picos do sistema como um todo[3] ou nos momentos em que os picos ocorrem em um subsistema particular[4].

Na seção a seguir será proposta a aplicação de um programa de Pico Coincidente na Tarifa de Transmissão, como forma de avançar na direção das melhorias do sinal econômico da tarifa, e na sequência serão apresentadas alternativas para a mitigação de encargo de capacidade através da RD ao Pico Coincidente em Mercados de Capacidade, tendo experiências internacionais como referência em ambos os casos.

4.2.1 Pico Coincidente na Transmissão

De forma a melhorar o sinal econômico para o uso eficiente da rede de transmissão propõe-se uma alteração no cálculo do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que passará a ser ponderado, utilizando o conceito do pico coincidente do Sistema Interligado Nacional (SIN). Atualmente, o pagamento do EUST é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), de forma a arrecadar dos usuários do Sistema o montante referente à Receita Anual Permitida (RAP) que remunera as concessionárias de transmissão.

Nesta proposta, o cálculo da TUST continuará a ser realizado a partir da simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada (i) a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e, (ii) a RAP total a ser arrecadada no ciclo.

No entanto, o cálculo do encargo de transmissão que atualmente é calculado em base mensal, a partir da multiplicação das TUST homologadas pela ANEEL, pelo maior valor de demanda de potência elétrica entre o contratado e o verificado por medição, por ponto de conexão e horário de contratação, passará a ser apurado de acordo com o efetivo uso do sistema, quando se registrar o pico mensal do SIN como mostra a Figura 2.

[3] ERCOT: o encargo de transmissão é aferido a partir dos quatro picos coincidentes (4CPs) anuais.
[4] Central Maine Power no estado do Maine em New England e Ameren no Midwest americano.

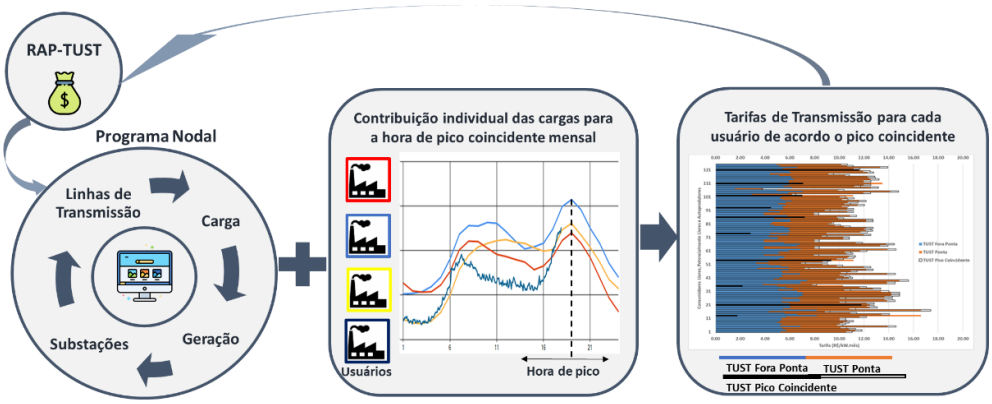


Figura 2 – Pico Coincidente na Transmissão

4.2.2 Pico Coincidente em Mercados de Capacidade

Tanto no âmbito das discussões da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro (MME, 2019), quanto a partir de experiências internacionais, identificadas como referências para a discussão de um possível Mercado de Capacidade no Brasil, entende-se que mecanismos de RD deverão estar presentes permitindo a participação ativa dos consumidores.

No Estados Unidos, diferentes mercados possuem tarifas que têm como base a demanda máxima ocorrida também conhecida como demanda de pico, que diferindo em detalhes, mas amplamente semelhante no conceito, é utilizada para a cobrança de encargos de transmissão, como discutido anteriormente, e encargos de capacidade, podendo variar em frequência de um[5] a cinco[6] picos coincidentes, bem como em períodos, podendo estes ser definidos em base anual ou sazonal.

A métrica mais utilizada para ponderar a participação da carga neste tipo de mercado é conhecida como “PLC – Peak Load Contribution”, ou seja, a demanda medida quando o sistema atinge seu pico dentro de um período pré-determinado, sendo que o resultado apurado é aplicado na tarifa do ano seguinte. Assim, o pagamento total é projetado para recuperar os requisitos de

[5] NYISO utiliza como referência o pico anual do sistema (1CP) em seu Mercado de Capacidade
[6] PJM afere os cinco picos coincidentes (5CPs) durante o verão para verificar a contribuição da carga e determinar sua obrigação em seu Mercado de Capacidade.

receita anuais do sistema, a fim de financiar a capacidade existente, bem como a construção da nova capacidade, necessária para atender a previsão de pico de demanda para o ano corrente e para os anos subsequentes.

O encargo de capacidade a ser pago pelos consumidores a partir da separação entre lastro e energia e a criação do Mercado de Capacidade no Brasil aqui proposto, deverá ser calculado tendo como base a receita total a ser recolhida dos consumidores no ano corrente, rateada de acordo com o PLC de cada carga no ano anterior, de forma a incentivar os consumidores a reduzir a demanda na hora em que o sistema está sobrecarregado, e portanto, pagar o encargo de capacidade de acordo com o quanto ele efetivamente contribuiu para que o pico do sistema ocorresse no ano anterior.

Esta atitude por parte consumidor também ajudará a mitigar as necessidades de expansão da capacidade do sistema, na medida em que o crescimento da demanda de pico se torne menor, dado o fomento da participação cada vez mais ativa do segmento associado à carga, condição que beneficiará não somente os consumidores que conseguirem reduzir sua demanda nas horas de pico coincidente, mas também os demais consumidores, na medida em que o montante de capacidade futura tenha uma base de cálculo menor ao se analisar a necessidade de expansão, e portanto, o encargo futuro para todos os consumidores torna-se menor com a adoção desta iniciativa.

4.3 Resposta a Preço

A resposta efetiva da demanda tem o potencial de melhorar substancialmente a flexibilidade e eficiência do mercado de energia elétrica, proporcionando, dentre os seus benefícios, uma redução importante dos preços (IEA, 2011). A RD a preço refere-se a mudanças no perfil de consumo motivadas por alterações nos preços ao longo do dia, onde o consumidor pode realocar seu consumo, ou seja, transferir dos períodos em que o preço está mais caro para períodos em que o preço estiver mais baixo.

A Figura 3 apresenta a precificação dinâmica como um bom caminho para propiciar a resposta gradativa da demanda uma vez que imputa diferentes

valores de eletricidade em diferentes horas do dia e do ano. Essas tarifas refletem o custo da energia variável no tempo e incentivam os consumidores a diminuir seu uso durante os horários de pico do sistema, deslocando seu consumo para horários fora de pico, onde os preços são mais baixos.

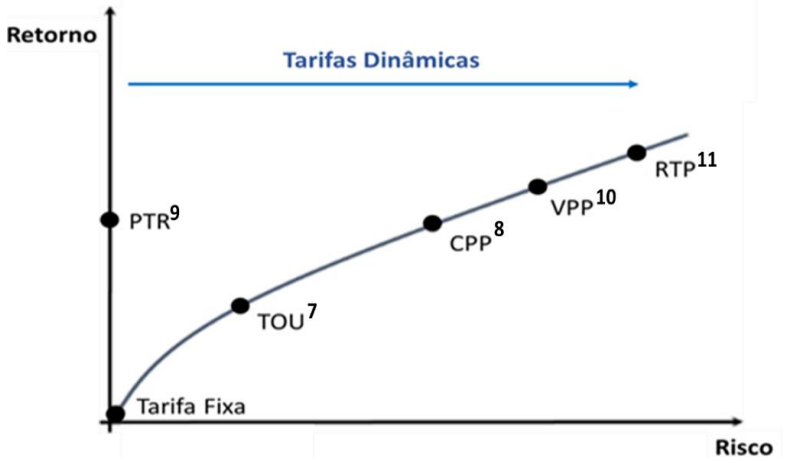


Figura 3 – Precificação Dinâmica (FARUQUI, 2010)

No Brasil este caminho ainda é pouco explorado, mas à medida que a modernização das tecnologias de medição avança, possibilitando que um maior número de usuários tenha acesso à medição granular, por meio de comunicação direta com o mercado e fornecedores, permitirá aos agentes uma tomada de decisão fundamentada sobre quando e quanto consumir ou produzir energia. Nesse sentido, os usuários poderão optar por diferentes modelos de RD baseados em tarifas cada vez mais granulares no tempo, migrando para um modelo onde o consumidor consegue enxergar o sinal de preço em tempo real

[7] Time-of-use (TOU): tarifa que varia de acordo com o tempo (ponta e fora-ponta)
[8] Critical Peak Pricing (CPP): tarifação por preço de pico crítico, onde os consumidores pagam preços de período de pico mais altos durante alguns dias do ano, quando os preços de atacado são os mais altos
[9] Peak Time Rebate (PTR): desconto no preço de pico, onde os clientes recebem por reduções de carga
[10] Variable Peak Pricing (VPP): tarifação por preço de pico variável, onde o preço de pico variável muda de um dia de evento para o outro, seguindo o preço do mercado de energia do dia seguinte
[11] Real Time Pricing (RTP): tarifa com preço em tempo real de acordo com o mercado de energia

e, por conseguinte, possa mudar sua demanda a qualquer momento, tornando-se desta forma um agente ativo do sistema.

5. CONCLUSÕES

A experiência internacional bem-sucedida mostra que são inúmeras as vantagens da adoção de programas de RD, como já constatado pela quantidade de países que aderiram a tais mecanismos. A legislação brasileira já permite a introdução de mecanismos de RD, no entanto, há muito o que se aprimorar para que tenhamos o sinal econômico correto no curto, médio e longo prazos. Não há dúvida de que esta evolução é necessária e passará por uma maior participação cada vez mais ativa por parte do consumidor.

Os produtos propostos neste trabalho de pesquisa têm como princípio permitir aos consumidores responder aos sinais econômicos de acordo com as necessidades do sistema em diferentes áreas de atuação, conduzindo à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica.

Ao final deste trabalho conclui-se que abrir os horizontes para que diversos produtos possam ser promovidos permitindo que os consumidores contribuam de diferentes maneiras em programas de redução voluntária com características aderentes às necessidades sistêmicas, de cunho energético ou elétrico, certamente trará alternativas para mitigação de riscos e aumento da competitividade no SEB.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

HOPKINS A. S., WHITED M., Best Practices in Utility Demand Response Programs, March 31, 2017. Disponível em: <http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Utility-DR-17-010.pdf>. Acesso em 11 abr. 2022.

DREAM GO, Identified Short and Real-Time Demand Response Opportunities and the Corresponding Requirements and Concise Systematization of the Conceived and Developed DR Programs, 2017.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Electric Power Annual: Demand Response, United States of America, 2021. Disponível em: < https://www.eia.gov/electricity/annual/>. Acesso em 30 abr. 2022.

EUROPEAN PARLAMENT, The Potential of Electricity Demand Response, 2017. Disponível em: < https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL_STU(2017)607322_EN.pdf>. Acesso em: 16 abr. 2022.

COOPERS&LYBRAND. Etapa VII – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: relatório Consolidado Etapa. v. 2, 1997.

ANEEL, Resolução Normativa 792/2015, estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2017792.pdf>. Acesso em: 5 abr. 2022.

MME, Portaria nº 538/GM/MME, de 29 de Julho de 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-538/gm/mme-de-29-de-julho-de-2021-335468238>. Acesso em: 10 mai. 2022.

MME, Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secre tarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf>. Acesso em: 11 mai. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Empowering customer choice in electricity markets, 2011. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/empowering-customer-choice-in-electricity-markets>. Acesso em: 3 mai. 2022.

FARUQUI, A. Demand Response and Energy Eficiency: The Long View, 2010. Disponível em: <https://www.brattle.com/insights-events/publications/demand-response-energy-efficiency-the-long-view/ > Acesso em: 12 mai. 2022.

PROGRAMAÇÃO DIÁRIA ENERGÉTICA COM O USO DO DESSEM – ESTUDOS A PARTIR DA VISÃO DO AGENTE DE GERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Marcella Barbosa Brandão da Silva Campbell

Universidade Federal de Itajubá

RESUMO

Em janeiro de 2020, o Operador Nacional do Sistema Elétrico deu início a utilização do DESSEM. O modelo responsável pela programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos também determina o preço de energia horário para o dia seguinte. Este trabalho apresenta a forma em que é gerida a operação eletroenergética do país, explanando o atual modelo de programação diária energética, além da metodologia de funcionamento da etapa Pós-DESSEM e suas repercussões. O objetivo é compreender e avaliar as promessas que foram veiculadas na entrada do DESSEM como modelo de curtíssimo prazo e os desvios observados entre as propostas de geração do modelo e as que são finalizadas na etapa da programação para as usinas mais importantes do sistema Furnas, utilizadas como estudo de caso. Além disto, para melhor consideração sobre o assunto, a fim de se destacar a diferença entre as políticas de operação adotadas pelo modelo e as pelo ONS, foi proposta neste trabalho uma análise quantitativa, com objetivo de identificar uma possível variação sazonal de forma a ganhar maior sensibilidade neste assunto tão importante para a operação.

Palavras-chave: Operação Energética; Planejamento Energético; Política de operação; Desvios.

ABSTRACT

In January 2020, the National Power System Operator started using the DESSEM program. The model responsable for the daily energy dispatch for the operation of hydrothermal systems also determines the hourly energy price for the following

day. This work presents the way in which the country's electro-energy operation is managed, explaining the current model of daily energy dispacth, in addition to the methodology of operation of the Post-DESSEM and its repercussions. The objective is to understand and evaluate the promises that were conveyed at the entry of DESSEM as a very short-term model and the deviations observed between the model generation proposals and those that are finalized in the programming stage for the most important plants of the Furnas system, used as a case study. In addition, for a better conclusion on the subject, in order to highlight the difference between the operating policies adopted by the model and those by the ONS, a quantitative analysis was proposed in this work in order to identify a possible seasonal variation in a to gain greater sensitivity in this matter so important to the operation.
Keywords: Energy Operation; Energy Sector Planning; Operation Policy; Deviations.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil caracteriza-se por possuir um sistema hidrotérmico-eólico de grande porte, com predominância de geração de origem hidrelétrica (63,4% da capacidade instalada total). Devido à forte dependência da produção desta fonte e da dificuldade na previsibilidade da oferta de energia, o planejamento e a programação da operação - com o objetivo de assegurar o suprimento - deve lidar com as incertezas associadas às afluências futuras e suas repercussões nos volumes dos reservatórios das usinas.

Em função da importância da coordenação dos recursos de geração e a correta sinalização financeira da operação a ser executada, a cadeia de modelos de otimização energética passou a ser composta de forma definitiva pela tríade NEWAVE, DECOMP e DESSEM em janeiro de 2020 (utilização pelo ONS), com a promessa de ganho de eficiência no despacho de usinas, maior reprodutibilidade da operação e redução da geração fora da ordem de mérito.

Os pontos anteriormente mencionados influenciam a programação diária do SIN tornando-se necessário o desenvolvimento de uma gama de abalizadas

avaliações energéticas sobre os impactos operacionais e comerciais da entrada do DESSEM como determinante dos despachos de energia no país bem como a etapa chamada de Pós-DESSEM realizada diariamente após a execução do modelo.

A partir desta perspectiva, o objetivo deste estudo é analisar o processo de execução do DESSEM e seus resultados - enfoque na operação do sistema Furnas – visto que as informações sobre a capacidade atual de armazenamento deste parque gerador são de importância ímpar para o planejamento e otimização dos recursos hídricos no tocante a seus reflexos para o SIN.

2. REALIDADE DA PRÉ-OPERAÇÃO DIÁRIA ENERGÉTICA

A pré-operação diária tem como propósito a otimização da operação do SIN, por meio do suprimento das demandas previstas nas melhores condições elétricas, energéticas, econômicas e com a maior segurança operacional possível, visando à obtenção de benefícios sistêmicos compatibilizados com as restrições existentes. O procedimento de execução da programação energética é participativo e interativo, com transparência entre o ONS e agentes de geração.

2.1 Programação após a Entrada do Dessem

Atendendo ao pleito dos agentes de geração, a etapa de interação foi mantida, conforme Figura 1, e chamada de Pós-DESSEM. Esta fase se inicia com a divulgação das médias de geração geradas pelo programa Hydroexpert para algumas usinas. Desta forma, os agentes podem preparar propostas de geração em consonância com a expectativa de carga e validação hidráulica feita pelo ONS.

Além disso, os agentes que regem a Bacia do Grande possuem um grupo de coordenação da cascata. Após a divulgação da geração média meta pelo ONS para a UHE Luiz Carlos B. Carvalho, as usinas a fio d'água subsequentes com o conhecimento de turbina equivalente e curva que será proposta para o dia D divulgada por Furnas neste grupo, estimam suas defluências e gerações. Esta etapa é de grande importância, por se tratar de usinas com pequenos

reservatórios; a informação prévia da operação a ser executada no dia seguinte evita casos críticos de baixo armazenamento ou vertimentos.

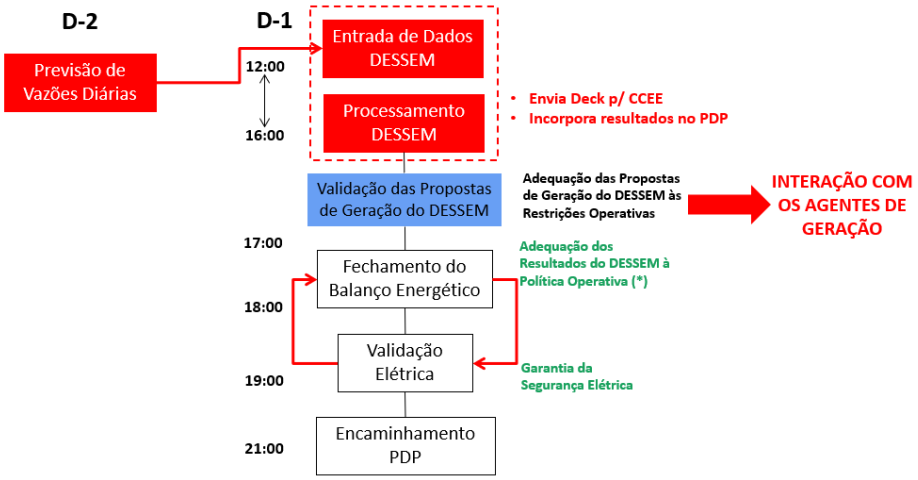


Figura 1 – Programação diária após o Dessem
Fonte: a autora, 2022 (inspirado em ONS, 2020)

Após o processamento do DESSEM é aberta a plataforma PDPW e permanece desta forma por uma hora, onde os agentes podem inserir suas propostas. O fechamento do balanço energético e validação elétrica são executados adequando as propostas de geração dos agentes, as restrições operativas e o despacho térmico comandado pelo modelo. Este ciclo acontece quantas vezes for necessário na tentativa de retirar as violações em inequações, até o fechamento da programação diária energética do dia D.

2.2 Publicação do DESSEM e Fechamento da Programação

De acordo com os procedimentos de rede da programação diária, existem horários máximos a serem cumpridos pelo ONS. A publicação do DESSEM deve ser feita até às 16:00 do D-1 quando não em caso de contingência (não há a publicação de resultados neste dia) e o fechamento da programação deve ser feito até às 21:00 do D-1 quando não em caso de necessidade do sistema. O levantamento destes horários do início de abril de 2020 ao final de setembro de 2021 é mostrado na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Levantamento de horários do DESSEM

Dias apurados:533			
Publicação Dessem		Fechamento da Programação	
Contingência	2	Acima das 21 horas	365
Acima das 16 horas	114	Após às 00 horas	63

Isto posto, a análise a seguir será feita no âmbito do sistema Furnas, de grande importância para o parque hidrotérmico brasileiro. Embora em caráter sumário, as gerações propostas às usinas servirão para abalizar a análise da problemática do estudo apresentando a realidade da programação diária energética com suas propriedades e divergências.

2.3 Análises das Principais Diferenças entre os Despachos Resultantes do Modelo DESSEM e a Programação Diária – Usinas do Sistema Furnas

A partir de levantamento individualizado, fundamentado em análises quantitativas, são apresentadas as usinas do sistema Furnas com maior impacto energético. Os desvios entre as propostas de geração do DESSEM e PDP de 2020 até setembro de 2021 são explicitados e foi utilizada uma tolerância de 20% (mais e menos) para as diferenças. O mês de setembro de 2021 foi escolhido para uma crítica mais detalhada.

2.3.1 – Usina de Furnas

Em 2020, 22% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e picos de 400% de desvio foram encontrados. Em junho e julho de 2021 houve dias com até 700% de desvio e somente 11 dias dentro da faixa de tolerância.

Na Figura 2 é mostrado os seguintes desvios: DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina; Furnas, usina de cabeceira, com desestoque de água, não foi a política de operação adotada pelo ONS; diferença de 955 m³/s entre vazões turbinadas médias do DESSEM e PDP.

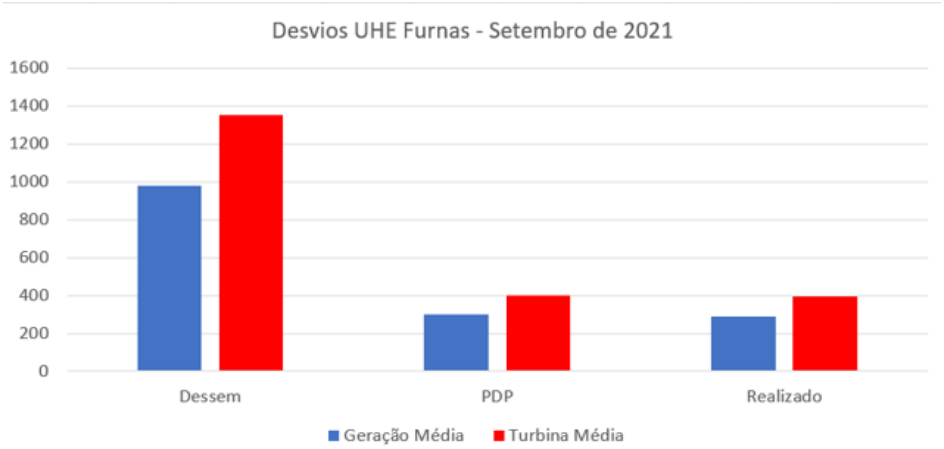


Figura 2 – Desvio UHE Furnas – setembro de 2021

2.3.2 – Usina de Mascarenhas de Moraes

Em 2020, 46% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 400% de desvio foi encontrado. Em janeiro e fevereiro de 2021 houve dias próximos de 600% de desvio e 77 dias dentro da faixa de tolerância.

Na Figura 3 é mostrado os seguintes desvios: DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina; política de operação com maior uso das usinas do Alto Grande, não foi adotada pelo ONS; diferença de 529 m³/s entre vazões turbinadas médias do DESSEM e PDP.

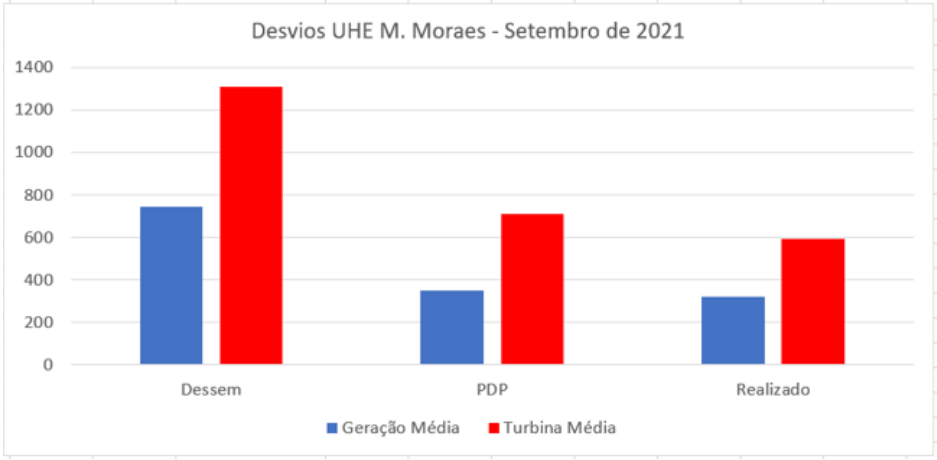


Figura 3 – Desvio UHE M. Moraes – setembro de 2021

2.3.3 – Usina de Luiz Carlos Barreto de Carvalho

Em 2020, 19% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 600% de desvio foi encontrado. Em janeiro de 2021 houve dia próximo de 600% de desvio e 75 dias dentro da faixa de tolerância.

Na Figura 4 é mostrado os seguintes desvios: DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina; política de operação com maior uso das usinas do Alto Grande, não foi adotada pelo ONS; diferença de 359 m³/s entre vazões turbinadas médias do DESSEM e PDP.

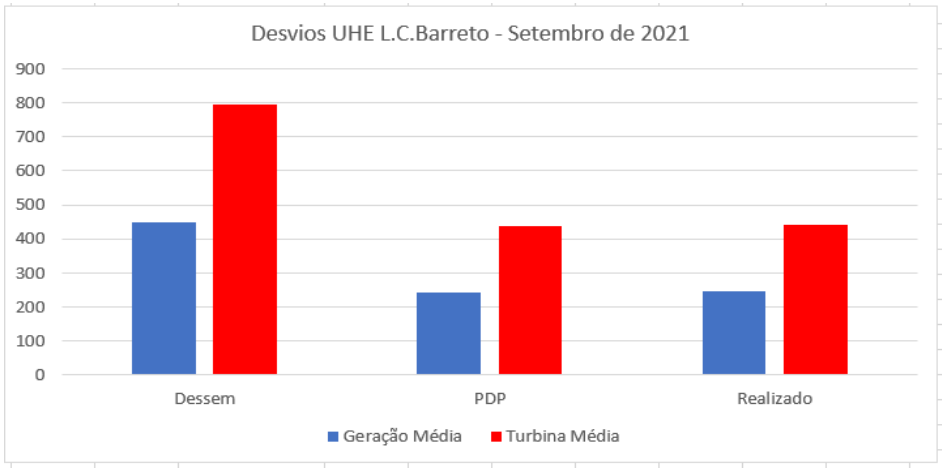


Figura 4 – Desvio UHE L. C. Barreto – setembro de 2021

2.3.4 – Usina de Marimbondo

Em 2020, 14% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 600% de desvio foi encontrado. Em fevereiro de 2021 houve dia próximo de 500% de desvio e 45 dias dentro da faixa de tolerância.

Na Figura 5 é mostrado os seguintes desvios: DESSEM optou por menor uso do recurso energético da usina; a operação comandada pelo DESSEM eleva os níveis das usinas mais próximas à foz do rio. Esta política não é adotada pelo ONS; diferença de 197 m³/s entre vazões turbinadas médias do DESSEM e PDP.

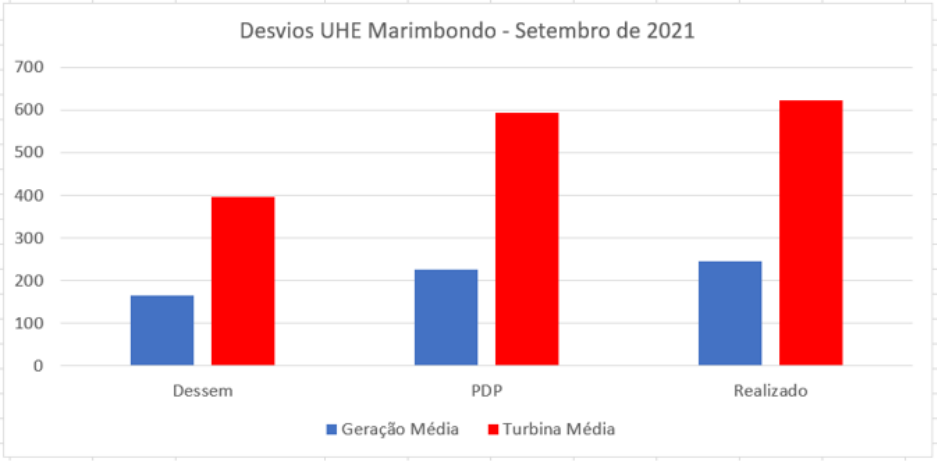


Figura 5 – Desvio UHE Marimbondo – setembro de 2021

2.3.5 – Usina de Corumbá

Em 2020, 48% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 250% de desvio foi encontrado. Em janeiro de 2021 houve dia próximo de 250% de desvio e 81 dias dentro da faixa de tolerância.

Na Figura 6 é mostrado os seguintes desvios: DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina; política de operação de maior uso das usinas do Alto Paranaíba, não adotada pelo ONS; diferença de 194 m³/s entre vazões turbinadas médias do DESSEM e PDP.

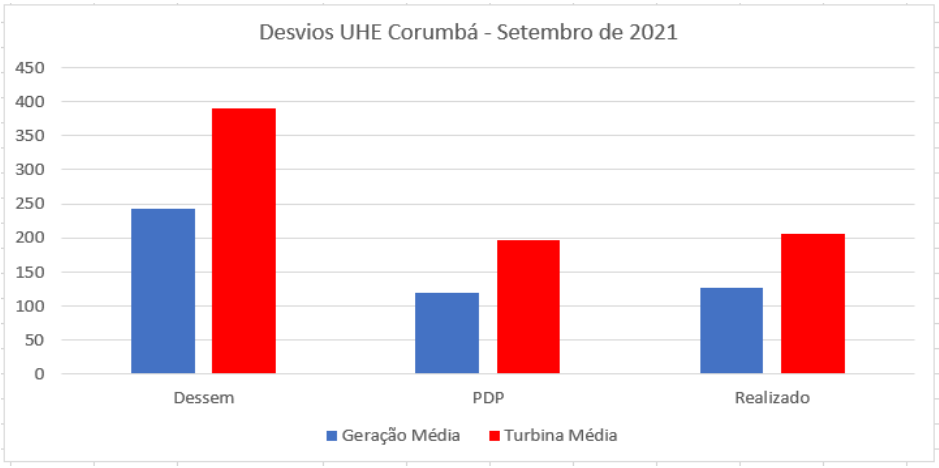


Figura 6 – Desvio UHE Corumbá – setembro de 2021

2.3.6 – Usina de Itumbiara

Em 2020, 28% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 1600% de desvio foi encontrado. Em março de 2021 houve dia próximo de 1400% de desvio e 51 dias dentro da faixa de tolerância.

Na Figura 7 é mostrado os seguintes desvios: DESSEM optou por mais uso do recurso energético da usina; política de operação de maior uso das usinas do Alto Paranaíba, não adotada pelo ONS; diferença de 595 m³/s entre vazões turbinadas médias do DESSEM e PDP.

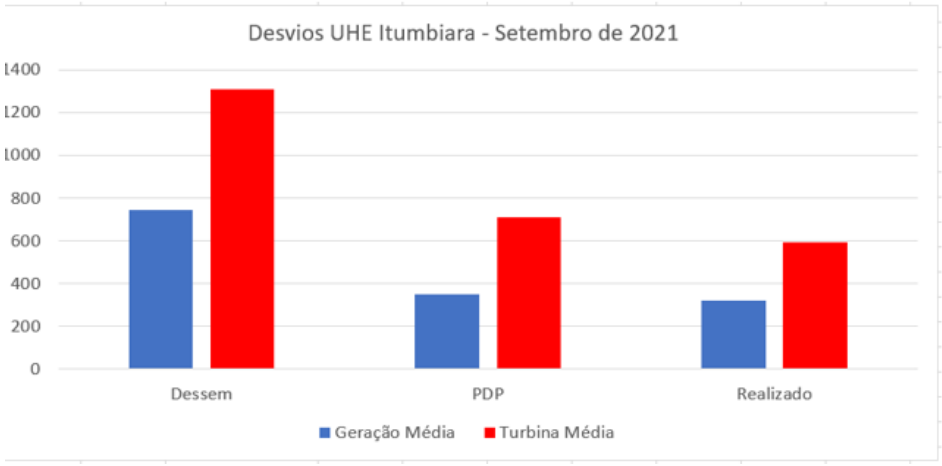


Figura 7 – Desvio UHE Itumbiara – setembro de 2021

2.3.7 – Usina de Serra da Mesa

Em 2020, 72% dos dias estiveram dentro da faixa de tolerância e pico de 270% de desvio foi encontrado. Em maio e junho de 2021 houve dias próximos de 130% de desvio e 207 dias dentro da faixa de tolerância. A usina de Serra da Mesa, dentro das analisadas, foi a que mais teve proximidade entre as duas propostas de geração.

Na Figura 8 é mostrado os seguintes desvios: DESSEM opta por mais uso do recurso energético da usina; Usina de cabeceira com maior desestoque de água. Política de operação não adotada pelo ONS; diferença de 648 m³/s entre vazões turbinadas médias do DESSEM e PDP; utilizada em 37% dos dias disponibilidade acima da real.

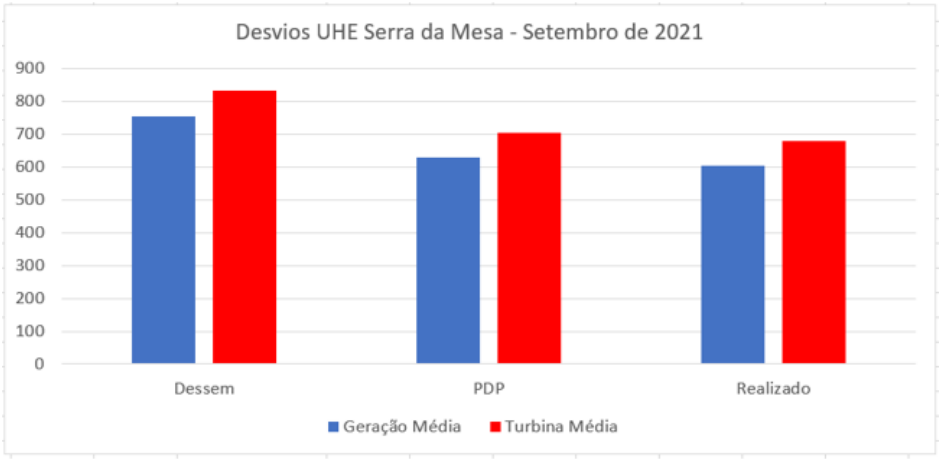


Figura 8 – Desvio UHE Serra da Mesa – setembro de 2021

3. CONCLUSÃO

Quando na implantação do DESSEM, as seguintes promessas foram realizadas: ganhos de eficiência no despacho de usinas, aumento na simetria de informações entre as empresas do setor, maior granularidade no cálculo do CMO, maior reprodutibilidade da operação por parte dos agentes, substituição das propostas de geração realizada pelos agentes pelo resultado do modelo e redução da geração fora da ordem de mérito. No entanto, o que se pôde notar de proveito com o uso com o modelo de curtíssimo prazo, aparentemente, deu-se somente nos itens da granularidade do custo marginal de operação e na redução da geração fora da ordem de mérito, que não fazem parte do escopo deste trabalho. Em termos da pré-operação energética o ganho foi inexistente. A etapa Pós-DESSEM é que efetivamente gera propostas adequadas à realidade operacional e que são executadas no dia D.

Quanto aos resultados da análise, verificaram-se valores com grandes desvios na maioria das usinas dos estudos de caso, com exceção à UHE Serra da Mesa. A política de operação de utilização dos reservatórios foi discrepante na comparação dos dados de saída do DESSEM e da etapa Pós-DESSEM em grande parte do horizonte avaliado. No caso das usinas da Bacia do Grande – Furnas e Marimbondo – a programação diária costuma preservar o volume do reservatório da cabeceira e utilizar mais o recurso da outra. No DESSEM

verificou-se a inversão deste processo decisório, a sua política de armazenamento reduz o nível daqueles localizados nos trechos mais elevados das bacias enquanto eleva o nível das usinas situadas mais próximas à foz dos rios. Desta forma, por exemplo, toda a operação passa a estar desacoplada do resultado do modelo e, portanto, a sinalização econômica dada pelo DESSEM se torna muitas vezes equivocada.

Além disto, a não representação dos parâmetros de *unit commitment* hidráulico é preocupante. Os custos de partida e parada de unidades geradoras implicam em ônus aos proprietários dos ativos e não são recuperados via modelo, podendo resultar em uma operação não otimizada do sistema. Outrossim, o limite de geração mínima, característica importante para garantia da operação contínua das turbinas, não é representado. Este tipo de restrição exigiria que o DESSEM pontuasse que em caso a usina tenha uma unidade geradora sincronizada, ela deverá gerar pelo menos este montante mínimo. Devido à ausência da representação do *UC* hidráulico, nos casos de valores da água elevados - situação corriqueira em momentos de escassez hídrica - o DESSEM tende a propor despachos em valores mínimos incompatíveis, havendo um maior desacoplamento é verificado entre a saída do modelo e a etapa Pós-DESSEM.

Quanto ao limite divulgado relativo ao plano de contingência para definição das propostas de geração, na inviabilidade do ONS obter os resultados do DESSEM com *UC* térmico até às 16:00 do dia D-1, serão utilizados os resultados sem a representação. O prazo usualmente não é cumprido e não é declarada a entrada do plano de contingência, há a espera do fim da rodada do modelo. No caso dos prazos para elaboração da programação diária eletroenergética (D-1), a disponibilização do PDO aos agentes e às salas de controle da operação do tempo real é até às 21:00, porém o limite frequentemente não é atendido. O reinício do processo de programação seria realizado devido à ocorrência de fato relevante na operação quando necessário. Se é bastante comum o não cumprimento do prazo especificado pelo procedimento de rede, toda a ocorrência se torna relevante.

De tal modo, existe a crítica pela forma que o modelo é utilizado. A possibilidade da rodada do modelo de Previsão de Carga em D-2 otimizaria o início do processamento do DESSEM (às 12:00 de D-1 por procedimento de rede, devido a grande massa de entrada de dados) e a manutenção da etapa Pós-DESSEM em D-1 poderia ser uma forma de dirimir as questões acerca do cumprimento de horários sem perda substancial.

Por fim, este trabalho apresentou uma análise da programação diária energética com o uso do DESSEM na visão do agente de geração e promoveu avaliação dos decks de saída do modelo DESSEM e resultados da programação diária, de forma a subsidiar o exame da repercussão das diretrizes operativas nas usinas principais do sistema Furnas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CEPEL. DESSEM: Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança. Manual do Usuário v. 16.7, 2019.

OLIVEIRA, F. A.; PILOTTO, L.; FILHO, X. V.; MELLO, J. C. O.; VIEIRA, M. A.; OLIVEIRA, A. M. How to Consider Reliability Aspects in the Energy Management of the Brazilian Hydro Dominated System. 2004 IEEE Pes – Power Systems Conference & Exposition 10-13 October /2004. New York City, 2004.

ONS, Procedimentos de Rede - Módulo 4 – Programação da Operação, 2020.

SANTOS, A. H. M.; BORTONI, E. C.; JUNIOR, L. U. R.; GARCIA, M. A. R. A.. A Exploração de Reservatórios e os Comitês de Bacia: Uma Análise Prospectiva Para o Caso da UHE FURNAS. Curitiba, 2003.

PROJETO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA REALIZADO NA CASA RONALD MCDONALD NO ÂMBITO DO PROPEE DA ANEEL NA ÁREA DE CONCESSÃO DA LIGHT

Pedro Paulo da Silva Filho[1]; Samuel Moreira Duarte Santos[2]

[1]*Grupo Sage*, [2]*Eletrobras*

RESUMO

Este trabalho se destina a apresentar os resultados obtidos após a implementação de ações de eficiência energética e geração distribuída (fotovoltaica), realizado no Instituto Ronald McDonald, no âmbito do PROPEE da ANEEL na área de concessão da Light. Ademais, o artigo visa também comparar a análise de viabilidade econômica do projeto com os resultados obtidos por meio do *software* RETScreen. Em termos energéticos o projeto evitou o desperdício de 62,86 MWh/ano e a redução de 12,25 kW de demanda na ponta. Os resultados apresentados pelo *RETScreen* vão ao encontro dos resultados apresentados inicialmente no projeto submetido ao PROPEE da Light. Devido a facilidade do uso da ferramenta, recomenda-se que ela seja utilizada em projeto similares.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Geração Distribuída; PROPEE; RETScreen.

ABSTRACT

This work intended to present the results after the implementation of energy efficiency and distributed generation (photovoltaic), at the Ronald McDonald Institute, within the scope ANEEL's Energy Efficiency Program - PROPEE in the Light concession area. In addition, this paper also aims to compare the economic feasibility analysis of the project with the results obtained through the RETScreen software. In terms of energy, the project avoided the waste of 62.86 MWh/year and the reduction of 12.25 kW in peak demand. The results presented by RETScreen were initially presented in the project to PROPEE designed to

PROPEE. Due to the ease of use of the tool, it is recommended that it be used in similar projects.

Keywords: Energy Efficiency; Distributed generation; PROPEE; RETScreen.

1. INTRODUÇÃO

Há mais de 22 anos, o Instituto Ronald McDonald, organização sem fins lucrativos, atua para aproximar famílias da cura do câncer infantojuvenil promovendo a estruturação de hospitais especializados, a hospedagem para famílias que residem longe dos hospitais, a capacitação de profissionais de saúde para realizarem o diagnóstico precoce do câncer infantojuvenil e incentiva a adesão a protocolos clínicos, além de promover a disseminação de conhecimento sobre a causa[1]. A Figura 1 ilustra a fachada principal da sede do instituto Ronald McDonald.

Figura 1 – Fachada principal da sede do instituto Ronald McDonald

O principal objetivo do projeto, realizado no âmbito do Programa de Eficiência Energética da Aneel - PROPEE (Aneel, 2012) na área de concessão da Light, foi promover o uso eficiente de energia por meio de ações de eficiência

[1] https://institutoronald.org.br/

energética típicas para instalações similares, a saber: iluminação e climatização. Ademais, após implementadas essas ações, foi também instalado um conjunto de painéis fotovoltaicos.

O trabalho foi realizado nas duas unidades da instituição, localizadas na mesma Rua Pedro Guedes n° 29 e nº 44 – Maracanã – Rio de Janeiro – RJ, e são atendidas nos subgrupos tarifários B3 e A4 (Convencional) respectivamente. Como são duas unidades, para a correta identificação das mesmas nesse artigo serão adotadas as nomenclaturas #29 e #44 para se referir a cada uma delas.

O projeto de eficiência energética consistiu na substituição de 702 lâmpadas fluorescentes compactas, 7 aparelhos de ar-condicionado tipo Split com Etiqueta Nacional de Conservação de Energia – ENCE nas faixas C e E, por modelos similares com Selo Procel, além de implantação de usina Fotovoltaica de Energia Elétrica de 29,15kWp.

No que concerne a questão da iluminação, deve-se ressaltar que foi realizada uma análise prévia do nível de iluminamento visando identificar se os níveis estavam ou não adequados com a norma ABNT NBR ISO/CIE 8995-1 (ABNT, 2013).

1.1 Avaliação *ex-ante* e *ex-post* do projeto

Cálculos preliminares de engenharia foram realizados para especificar o sistema proposto (avaliação *ex-ante*), porém, como na maioria dos projetos a avaliação dos resultados posteriores (*ex-post*) se diferencia do inicialmente previsto. A Tabela 1 sumariza a avaliação *ex-ante* e *ex-post* realizada no projeto.

Classificação: Interna

Tabela 1 – Resumo da avaliação *ex-ante e ex-post* do projeto

Equipamento	***Ex-ante***	***Ex-post***
Lâmpadas		
650	Lâmpadas fluorescente compacta 20 W LED A 60 8 W	LED A 60 8 W
52	Lâmpadas fluorescente compacta 20 W LED A 60 12 W	LED A 60 12 W
Ar-condicionado		
2	Ar-condicionado 12.000 BTU/h Ar-condicionado 12.000 BTU/h selo Procel	Ar-condicionado 12.000 BTU/h selo Procel
3	Ar-condicionado 18.000 BTU/h Ar-condicionado 18.000 BTU/h selo Procel	Ar-condicionado 18.000 BTU/h selo Procel
1	Ar-condicionado 24.000 BTU/h	Ar-condicionado 22.000 BTU/h selo Procel
1	Ar-condicionado 36.000 BTU/h	Ar-condicionado 36.000 BTU/h selo Procel

1.2 *RETScreen*

A título de comparação com os resultados apresentados no relatório do PROPEE, nesse artigo será empregado o *software RETScreen Clean Energy Management* (RETScreen, 2016) para o cálculo da energia economizada e da energia gerada, além da viabilidade econômica. Esse *software* é fornecido gratuitamente pelo governo Canadense, e é utilizado em todo o mundo, por mais de 700 mil usuários, para avaliar a produção e economia de energia, redução de emissões, viabilidade financeira e os diversos riscos para os vários tipos de energias renováveis e tecnologias energeticamente eficientes.

Classificação: Interna

2. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Inicialmente foi realizado, pela empresa SAGE, um diagnóstico energético para verificar a viabilidade técnica e econômica para a implementação do projeto. Após essa avaliação prévia ele foi submetido à Chamada Pública da Light e foi aprovado. Assim, teve início a fase de execução física e financeira conforme descrito a seguir.

2.1 Execução financeira

Após essa avaliação preliminar, o Projeto foi carregado no PROPEE da Light no ciclo de 2016 com prazo inicial de execução de 12 meses e orçado inicialmente em R$ 302.276,46. Quanto da efetiva aquisição dos materiais, houve ajustes de valores e de modelos dos equipamentos, sendo o custo final de R$ 280.510,21. Os valores inicialmente orçados foram diferentes dos valores efetivos da compra devido ao prazo decorrido entre a elaboração do estudo e a efetiva aquisição dos materiais. Importante destacar que a Casa Ronald também entrou com contrapartida financeira para execução de parte do serviço de iluminação, no valor correspondente a R$ 4.205,00, sendo, portanto, o custo do PROPEE de R$ 276.305,21.

A diferença entre os valores inicialmente orçados e o valor efetivo de compra ocorreu devido aos gastos menores relativos aos itens de acompanhamento, transporte, fiscalização e *marketing*, além de ajustes nos preços dos equipamentos devido às alterações de campo ocorridas entre o período do Diagnostico e a implantação, bem como a descontinuidade de alguns itens de iluminação (LEDs de 9,5 W) e de ar-condicionado (split 24.000 BTU/h).

A Tabela 2 classifica os principais custos por categoria contábil.

Classificação: Interna

Tabela 2 – Custos por categoria contábil e origem dos recursos

TIPO DE CUSTO	CUSTOS TOTAIS		Recursos Próprios	Contrapartida
	R$	%	PEE (R$)	Recursos do Consumidor(R$)
CUSTOS DIRETOS				
Materiais e Equipamentos	R$ 207.695,60	68,6%	R$ 207.295,60	R$ 400,00
Mão-de-Obra Própria	R$ 7.550,81	2,5%	R$ 7.550,81	
Mão-de-Obra de Terceiros	R$ 39.705,00	13,1%	R$ 35.900,00	R$ 3.805,00
Transporte	R$ 167,32	0,1%	R$ 167,32	
CUSTOS INDIRETOS				
Marketing e Divulgação		0,0%		
Treinamento e Capacitação	R$ 11.664,74	3,9%	R$ 11.664,74	
Descarte de Materiais	R$ 2.062,00	0,7%	R$ 2.602,00	
Medição & Verificação	R$ 11.664,74	3,9%	R$ 11.664,74	
TOTAL	**R$ 280.510,21**	**93%**	**R$ 276.845,21**	**R$ 4.205,00**

2.2 Execução física

Em março de 2017 foi elaborado o relatório de Medição & Verificação - M&V inicial que foi sucedido da implementação das ações de eficiência energética que por sua vez, foi advinda da adoção de fontes incentivadas de energia, período este compreendido entre março e julho de 2017. Entre julho e setembro do mesmo ano foram realizadas as medições posteriores o que culminou no relatório final de M&V em setembro e no relatório final do projeto em outubro.

2.3 Descarte do material

Um importante aspecto dos projetos do PROPEE é a questão do descarte de materiais. Isto posto, é importante frisar que o referido procedimento foi realizado conforme evidência apresentada na Figura 2.

Classificação: Ind. Itajubá

CERTIFICADO Nº 2890/2017

ideaciclica

Certificamos que no dia 07 de julho de 2017, a empresa **CASA RONALD MC DONALD (ASSOCIAÇÃO DE APOIO A CRIANÇA COM NEOPLASIA-RJ), CNPJ 68.782.036/0001-08**, realizou o processo de descontaminação de **702** lâmpadas contendo vapor de mercúrio. Certificamos que os resíduos gerados no processo , foram recolhidos para o nosso centro de operação, para descaracterização e destinação final conforme as normas vigentes.

INSTITUTO PARA DESENVOLVIMENTO AMBIENTAL E TECNOLÓGICO
JOÃO RICARDO UCHÔA VIANA
SECRETÁRIO EXECUTIVO

IBAMA
MMA

inea
instituto estadual do ambiente
Lo Inea - IN 038204

Figura 2 – Certificado de descarte

3. RESULTADOS

Essa seção tem por objetivo exibir os principais resultados deste trabalho. Para tanto, primeiramente são apresentados os resultados que fizeram parte do relatório do projeto submetido ao PROPEE da Light. Na sequência, os resultados obtidos quando do uso da ferramenta computacional *RETScreen*, utilizada inicialmente para analisar a viabilidade do projeto.

3.1 Resultados da análise de viabilidade econômica apresentada no relatório do PROPEE

Essa seção apresenta o resultado da análise de viabilidade econômica submetida a apreciação do PROPEE da Light. Recorda-se que a Relação Custo-Benefício – RCB é o critério chave que norteia a avaliação econômica de viabilidade de um projeto no PROPEE. Desta forma, atribui-se a este critério o potencial de identificação objetiva dos melhores projetos do ponto de vista econômico. Deve-se destacar que o cálculo da RCB considera apenas a parcela do investimento aportada pelo PROPEE, ampliando a pontuação e o potencial competitivo dos projetos que têm contrapartida.

O indicador para análise de viabilidade econômica utilizado no âmbito do PROPEE é então, calculado pela seguinte equação matemática

Classificação: Interna

$$RCB = \frac{CAT}{BAT} = \frac{GCE}{(DRxCED)+EExCEE} \quad (1)$$

Onde: CAT: Custo Anualizado Total [R$]; BAT: Benefício Anualizado Total[R$]; GCE: Gasto na Compra do Equipamento[R$]; DR: Demanda Reduzida [MW]; EE: Energia Economizada [MWh]; e CEE: Custo unitário evitado de energia [R$/MWh].

No que tange ao Projeto em tela, o Tabela 3 sintetiza a avaliação preliminar realizada:

Tabela 3 – Síntese da análise de viabilidade econômica realizada previamente

Uso final	EE Energia economizada (MWh/ano)	RDP Redução de demanda na ponta (kW)	CA_{T_PEE} Custo anualizado PEE (R$)	BA_T Benefício anualizado total (R$)	RCB_{PEE} Por uso final PEE	RCB_{PEE}	CA_{T_TOTAL} Custo anualizado total (R$)	RCB_{TOTAL} Por uso final total	RCB_{TOTAL}
Iluminação - 44	13,9	6,15	R$ 2.089,49	R$ 7.673,37	0,27		R$ 2.481,28	0,32	
Iluminação - 29	0,67	0,00	R$ 388,72	R$ 178,44	2,80		R$ 398,18	2,23	
PV - 29	35,47	0,00	R$ 22.068,13	R$ 29.303,67	0,75	**0,59**	R$ 22.213,00	0,75	**0,60**
Climatização - 29	12,82	6,10	R$ 3.739,76	R$ 10.614,42	0,35		R$ 3.802,15	0,36	
TOTAL	62,86	12,25	R$ 28.286,09	R$ 47.769,90	-		R$ 28.804,60	-	

Os novos valores obtidos após a execução do projeto estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Síntese da análise de viabilidade econômica realizada previamente estratificada por uso final

Uso final #29	Resultado			
	EE (MWh/ano)	RDP (kW)	RCB	Custo
Iluminação	0,67	0,00	2,18	R$ 562,23
Ar Condicionado	12,82	6,10	0,35	R$ 23.780,54
SFV	35,465	0,00	0,75	R$ 235.251,07
Total	50,39	6,10		R$ 259.593,84
Uso final #44				
Iluminação	13,90	6,15	0,27	R$ 16.711,38

O Quadro 4 a seguir apresenta uma análise comparativa geral entre o previsto e o efetivamente realizado.

Quadro 4 – Análise comparativa entre o previsto e o realizado

Realização Física	Metas	
	Prevista	Realizada
Energia Economizada (MWh/ano)	55,05	62,86
Redução de demanda na ponta (kW)	6,15	12,25
Relação Custo Benefício - RCB	0,75	0,59
Custo Total do Projeto (R$)	R$ 293.242,27	R$ 279.305,22

Observa-se que devido as adequações realizadas durante a execução do projeto foi possível aumentar a economia de energia e reduzir ainda mais a demanda na ponta inicialmente prevista. Aliado a isto, com as alterações de custos, para menor, foi possível reduzir ainda mais o RCB previso. Ou seja, o RCB reduziu devido ao aumento do benefício e redução do custo, em outras palavras, atuou-se tanto no numerador quanto no denominador da Equação 1.

3.2 M&V

A presente seção sintetiza as principais questões relativas ao processo de M&V do projeto. Antes de apresentar os resultados específicos, deve-se

Classificação: Interna

recordar que a M&V é parte essencial de qualquer projeto de eficiência energética, uma vez que permite de forma adequada medir os seus resultados (PIMVP, 2012).

Antes de adentrar nos aspectos de M&V do projeto, deve-se recordar que o PROPEE exige que seja adotado o PIMVP e que ele permite a adoção de quatro opções, a saber: “A”, “B”, “C” e “D”. As duas primeiras devem ser adotadas quando se trabalha com um equipamento isolado e as duas últimas quando se aborda toda a instalação. A diferença entre as opções “A” e “B” é que a primeira permite que seja estimado o valor que não seja chave e na segunda deve-se medir todos os parâmetros. A opção “C” se caracteriza pela medição do consumo de energia em nível de toda a instalação ou sub-instalação e a opção “D” pelo uso de simulação calibrada.

No que concerne ao presente projeto, para a quantificação dos resultados no sistema de iluminação foi empregado a opção “A”, para o sistema de ar-condicionado e geração fotovoltaica foram utilizadas a opção “B”.

Os Quadros 5 e 6 apresentam a variação entre os cálculos de engenharia (avaliação *ex-ante*) e os resultados realmente obtidos após as implementações (*ex-post*) para as duas localidades.

Quadro 5 – Variação entre a avaliação *ex-ante* e os resultados obtidos após a M&V (*ex-post*) para a casa Ronald McDonald localizada no número 29

#29 Demanda(kW)	**Sistema antes**	**Sistema depois**	**Economia**	**Variação**
Iluminação	0,00	0,00	0,00	0,00
Ar Condicionado	11,90	6,14	6,10	0,52
Consumo (MWh)				
Iluminação	1,11	0,440	0,67	0,60
Ar Condicionado	24,63	11,810	12,82	0,48
Sistema fotovoltaico		35,465	35,465	

Classificação: Interna

Quadro 6 – Variação entre a avaliação *ex-ante* e os resultados obtidos após a M&V para a casa Ronald McDonald localizada no número 44

#44	**Sistema antes**	**Sistema depois**	**Economia**	**Variação**
Demanda(kW/ano)				
Iluminação	10,44	4,29	6,15	0,59
Consumo (MWh/ano)				
Iluminação	24,22	10,28	13,90	0,57

Abaixo na Figura 3 algumas fotos ilustrativas após a implementação das ações de eficiência energética e geração distribuída.

(a) (b) (c)

Figura 3 – Implementação das ações (a) Ar-condicionado (b) Iluminação; e (c) Painéis fotovoltaicos

3.3 Análise de viabilidade econômica realizada no RETScreen

As Figura 4 e 5 apresentam a tela do *Software RETScreen* para os sistemas de iluminação e de geração distribuída fotovoltaica.

Classificação: Interna

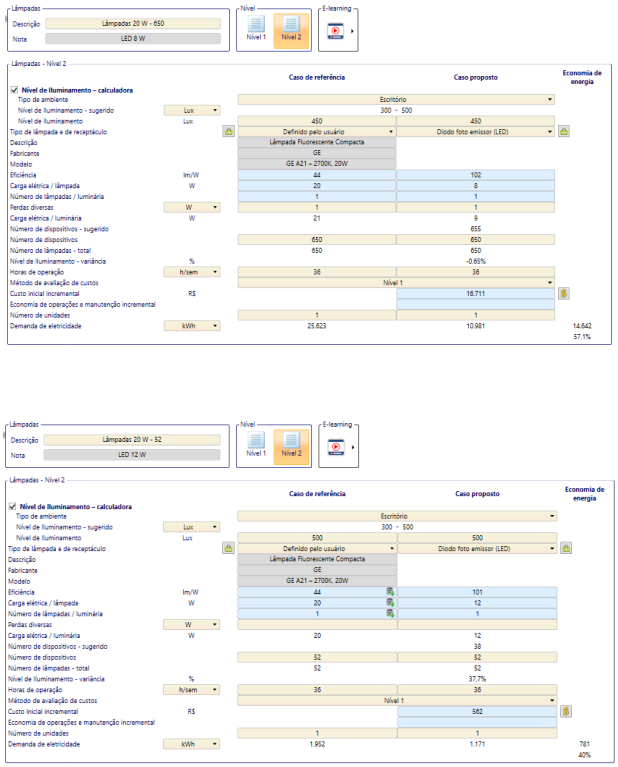


Figura 4 – Sistema de iluminação no RETScreen

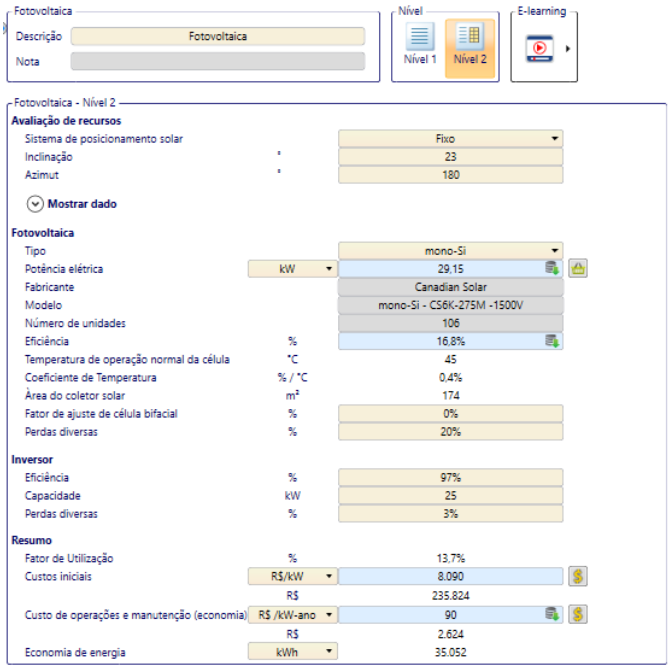


Figura 5 – Sistema de geração de energia fotovoltaico no RETScreen

Quanto a economia de energia prevista pelo *RETScreen* para os sistemas de iluminação, o resultado obtido foi cerca de 15,4 MWh/ano, consistente, portanto, com o efetivamente realizado de 14,57 MWh/ano, com uma diferença de apenas 5%. Em relação a geração de energia prevista pelo *RETScreen*, cerca de 35,05 MWh/ano, também foi consistente com o efetivamente realizado de 35,45 MWh/ano, com uma diferença de apenas 1%. Para o sistema de ar-condicionado, neste momento, não foi possível fazer a simulação no *RETScreen* em virtude da ausência de alguns dados. Posteriormente os cálculos serão realizados e incluídos neste estudo.

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou ações de eficiência energética realizadas nos sistemas de ar-condicionado e iluminação nas duas unidades da Casa Ronald Mcdonald em conjunto com a instalação de um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica. O projeto foi realizado no âmbito do PROPEE na área de concessão da Light.

Para o cálculo da análise de viabilidade econômica, além dos valores apresentados nos relatórios submetidos ao parecer do PROPEE da Light, foi utilizado também o *software* RETScreen. Quanto a mesma, o projeto resultou em RCB = 0,59. Portanto, naturalmente menor que o valor adotado de 0,8 pelo PROPEE e sendo, inclusive, inferior ao previsto no projeto original. Após a implementação das ações houve uma significativa redução no consumo de energia elétrica nas unidades consumidoras. Em virtude da adequação maioria dos ambientes, como as suítes e corredores, aos níveis de iluminamento requeridos, conforme estabelecido em normas. Como benefício adicional, a modernização do sistema de iluminação garante a redução no custo operacional, e a substituição de equipamentos antigos de condicionamento de ar permitirá um melhor conforto térmico nos ambientes contemplados.

Em termos energéticos o projeto evitou o desperdício de 62,86 MWh/ano e a redução de 12,25 kW de demanda na ponta.

Classificação: Interna

Os resultados apresentados pelo *RETScreen* vão ao encontro dos resultados apresentados inicialmente no projeto submetido ao PROPEE da Light, com uma diferença de 5% para o sistema de iluminação e uma diferença mínima de 1% para o sistema de geração de energia solar fotovoltaica. Devido a facilidade do uso da ferramenta, recomenda-se que ela seja utilizada em projetos similares, inclusive no que se refere ao PROPEE, dado ao bom grau de precisão das estimativas realizadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). Iluminância de Interiores. ABNT NBR ISO/CIE 8995-1, 2013.

ANEEL – agência nacional de energia elétrica - Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE. 10 Módulos. Brasília – DF: ANEEL, 2012.

EVO and INEE, PIMVP - Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance - volume 1, vol. 1. 2012.

RETScreen - Clean Energy Project Analysis Software 4.0, Natural Resources, acesso em janeiro de 2016. Análise atualizada com o uso da versão 8.1 do RETScreen Expert.

Classificação Interna

PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DIDÁTICO PARA GERAÇÃO *ON-GRID*

Letícia Ribeiro de Carvalho

Centro Federal de Educação Tecnológica – CEFET

RESUMO

A utilização dos meios naturais de forma correta tem sido o grande desafio da sociedade moderna. Nesse contexto, gerar energia de maneira a reduzir os impactos ambientais, como a energia fotovoltaica, constitui um desses desafios. Porém, no Brasil, ainda se encontra pouco incentivo e pouca divulgação de informações sobre essa tecnologia. Em vista desse cenário, a proposta deste trabalho é disseminar conhecimentos científicos sobre essa área. Para tanto, propõe-se elaborar o projeto completo de um sistema fotovoltaico didático, com geração *on-grid*, na instituição de ensino CEFET-MG, unidade Araxá. Como resultados, esta pesquisa comprovou a viabilidade de implementação futura de uma microusina e elaborou os documentos para envio junto a solicitação de acesso, além de produzir material de estudos para os alunos da área, contendo um descritivo de como projetar um sistema fotovoltaico do início.

Palavras-chave: Energia; Geração distribuída; Sistema fotovoltaico; *On-grid*; Didático.

ABSTRACT

The correct use of natural resources has been the great challenge in modern society. In this context, generating energy in a way that reduces environmental impacts, such as photovoltaic energy, is one of these challenges. However, in Brazil, there is still little incentive and little dissemination of information about this technology. In view of this scenario, the proposal of this paper is, disseminating scientific knowledge in this area. To achive this goal, it is proposed to elaborate the complete project of a didactic photovoltaic system, with on-grid generation, in the teaching institution Federal CEFET-MG, unit Araxá. As final results, this research proved the viability of future implementation of a micro plant and

elaborated the documents to be sent with the access request, in adition to generating study material for the students in this area, containing a description of how to design a photovoltaic system from the beginning.

Keywords: Energy; Distributed Generation; Photovoltaic system; On-grid; Didactic.

1. INTRODUÇÃO

A energia solar constitui uma energia limpa, renovável e que necessita de pouca manutenção. Entre os tipos de energia solar disponíveis no mercado, cita-se: a energia solar térmica e a energia solar fotovoltaica. Desses tipos, neste trabalho, focaliza-se na energia solar fotovoltaica.

Contudo, segundo Machado e Miranda (2015), esse tipo de tecnologia ainda se encontra pouco difundido no Brasil, devido, principalmente, ao alto custo de instalação. Logo, faz-se necessário promover conhecimentos a respeito dessa tecnologia, bem como incentivar a sua utilização no país.

Ante ao exposto, esta pesquisa objetiva projetar e simular a instalação de um sistema fotovoltaico didático, no CEFET-MG, unidade Araxá, para levantamento de dados técnicos e econômicos e para avaliação da viabilidade por simulação da geração elétrica *on-grid*, a partir da energia fotovoltaica, em conformidade com a legislação vigente.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção são expostos os principais conceitos e componentes de um sistema fotovoltaico e as normas que são fundamentais para a instalação de uma usina de microgeração.

2.1 O efeito fotovoltaico, a geração *on-grid* e seus componentes

O efeito fotovoltaico, conforme definido por Nakabayashi (2014), compreende o aproveitamento da radiação emitida pelo sol, por meio da dopagem de um material semicondutor. Essa geração de energia elétrica, pode ser aplicada ao uso domiciliar, comercial ou industrial.

O sistema de geração *on-grid*, modelo projetado neste trabalho, é composto pelos seguintes componentes: (i) módulo fotovoltaico; (ii) inversor CC/CA; e (iii) medidor de energia bilateral.

Os módulos fotovoltaicos são construídos por meio da junção, normalmente em série, de várias células fotovoltaicas (cf. VILLALVA, 2015). Segundo o levantamento de Machado e Miranda (2015), existem três tipos delas no mercado, quais sejam: as células de primeira geração, podendo ser de silício monocristalino ou policristalino, representadas na Figura 2 (autora, 2019); as células de segunda geração de silício amorfo e as células de terceira geração.

Figura 1 – Célula fotovoltaica de silício policristalino

O módulo necessita ser posicionado corretamente no momento de sua montagem. Sobre isso, Villalva (2015) destaca que esse posicionamento deve ser orientado com a face voltada para o norte geográfico e com o ângulo correto, a fim de receber maior incidência solar.

Outro dispositivo importante no sistema fotovoltaico é o inversor de frequência, representado na Figura 3 (SMA TECHNOLOGY, s/d). Segundo Villalva (2015), o inversor de frequência é necessário para estabelecer a sincronia entre a saída do inversor e a entrada da rede elétrica.

Figura 2 – Inversor Fotovoltaico de 1200W

Segundo determina as normas NBR 5410 e NBR 16690, os sistemas devem contar com dispositivos de proteção, para garantir a segurança da instalação, das pessoas, dos animais e dos bens. As características básicas de uma *string box*, são: proteção contra choques elétricos, efeitos térmicos, incêndios, sobrecorrentes e sobretensões, além de contar com o seccionamento para interrupção do sistema, quando se fizer necessário.

O medidor de energia bilateral é um dispositivo opcional que, segundo Villalva (2015), tem a finalidade de monitorar a quantidade de energia produzida e injetada na rede.

2.2 Normas vigentes para a implementação de sistemas fotovoltaicos

Segundo a ANEEL, a microgeração inclui sistemas com potências de até 75 kW, já a minigeração compreende os sistemas que possuem potências superiores a 75 kW e abaixo de 5 MW.

A primeira etapa existente para a instalação de sistema de geração distribuída, segundo a ANEEL, é a consulta de acesso, porém não é uma etapa obrigatória. As próximas etapas são obrigatórias para aqueles que intentam instalar um sistema de compensação, as quais estão representadas na Figura 4 (CEMIG, s/d).

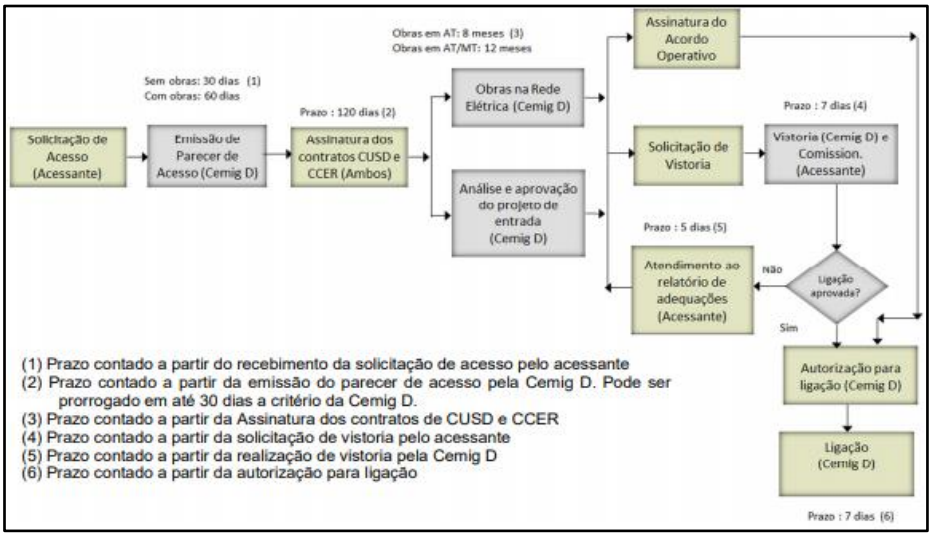


Figura 3 – Etapas para permissão do acesso de microgeradores aderentes ao sistema de compensação de energia para consumidores de média tensão

A central geradora deve solicitar o acesso à provedora de energia elétrica enviando o documento “Solicitação de Acesso”. A concessionária envia a resposta ao solicitante através do “Parecer de Acesso”: no prazo de 30 dias, quando não houver necessidade de obras; e de 60 dias, se houver a exigência de obras ou melhorias.

Salienta-se, ainda, que as obras de conexão de uso restrito e as instalações do ponto de conexão são de responsabilidade do acessante. Se houver necessidade de reforma ou de reforço no sistema de distribuição, cabe à provedora realizar essas melhorias.

Nos casos de consumidores de baixa tensão, tem-se algumas alterações nas etapas e prazos, conforme demonstrado na Figura 5 (CEMIG, s/d).

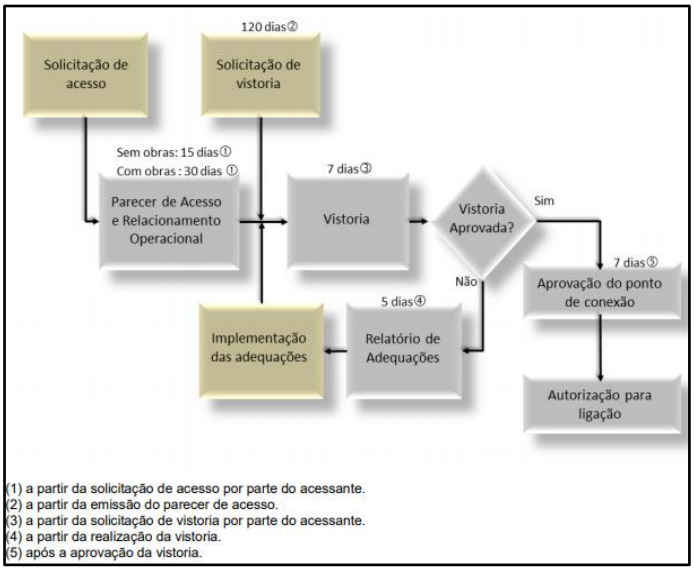


Figura 4 - Etapas para permissão do acesso de microgeradores aderentes ao sistema de compensação de energia para consumidores de baixa tensão

3. METODOLOGIA

Na primeira etapa, demonstrou-se como dimensionar os componentes do sistema e verificou-se a geração para o sistema proposto. Salienta-se que a potência a ser instalada foi limitada à quantidade gerada através de cinco placas fotovoltaicas de 245 W, pois foram utilizados os módulos recebidos por meio de uma doação para o CEFET-MG. Portanto, a capacidade de geração não atenderá ao consumo total da instituição, e sim a apenas uma parcela. Foram empregados os seguintes materiais para o projeto:

- 5 módulos fotovoltaicos de silício policristalino Yingli Solar de 245W cada;
- 1 inversor CC-CA Sunny Boy 1200;
- Conjunto de proteção;
- Cabos diversos;
- Suporte para fixação do tipo telhado colonial.

Ainda assim, por se tratar de um projeto com intuito didático, a produção é suficiente para atender todas as necessidades pedagógicas da instituição. Para o presente projeto, definiu-se a ligação em série dos 5 módulos como a mais efetiva e mais simples.

Na terceira etapa, simulou-se a geração de energia no *software* PVsyst, por ser intuitivo, fácil de entender e que gera bons resultados. Foi escolhido o melhor local, dentro da instituição, para a simulação de instalação do sistema.

Por fim, na quarta etapa, descreveu-se a documentação necessária para solicitação de ligação do sistema a rede. Além de listar todas as informações imprescindíveis dos documentos, deu-se destaque para os diagramas elétricos, que também são utilizados no momento da montagem.

4. ANÁLISE DOS DADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo apresenta-se de que modo: (i) o sistema fotovoltaico foi dimensionado para ser futuramente instalado no CEFET-MG, unidade Araxá; (ii) as simulações e os dados foram obtidos por meio do sistema PVsyst; e (iii) a solicitação de ligação do sistema à rede pode ser feita.

4.1 Dimensionando o sistema fotovoltaico

Para dimensionar um sistema fotovoltaico, primeiramente deve ser feita a análise da conta de energia do consumidor. Nos casos de consumidores do grupo B (baixa tensão), entre os quais se encontram os consumidores residenciais, a análise é mais simples. É necessário tirar a média de consumo mensal diretamente da conta, conforme Figura 6 (autora, 2020), e aplicar na fórmula abaixo descrita.

CS
CENTRO
ARAXÁ - MG
CEP: 38183-184
MEDIDOR Nº: [redacted]

Nº da Instalação	Subclasse	Classe
[redacted]	RESIDENCIAL	Residencial Monofásico

Datas de Leitura: Anterior 15/07 | Atual 17/08 | Próxima 16/09
Modalidade Tarifária: Tarifa Convencional

Informações Técnicas

Tipo de Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Medição	Consumo kWh
Energia Elétrica	11911	12061	1	150

VALORES FATURADOS

Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R$)
Energia Elétrica kWh	150	0,95937077	143,88

ENCARGOS/COBRANÇAS

Descrição	Valor R$
Contrib.Custeio Ilum. Pública	17,72

TARIFAS APLICADAS(Sem Impostos)
Energia Elétrica kWh 0,64463000

CPF: [redacted] Pág.1 de 1

RESERVADO AO FISCO A5A7.AEDD.5A43.CB92.A275.EA7D.1546.0842

REFERENTE A	VENCIMENTO	VALOR A PAGAR
AGO/2020	08/09/2020	R$ 161,60

	Base de Cálculo (R$)	Alíquota(%)	Valor (R$)
ICMS	143,88	30,00	R$ 43,16
PASEP	100,72	0,71	R$ 0,71
COFINS	100,72	3,30	R$ 3,32

Histórico de Consumo

Mes/Ano	Consumo kWh	Media kWh/dia	Dias de Faturam.
JUL/2020	131	4,67	28
JUN/2020	128	4,26	30
MAI/2020	147	4,74	31
ABR/2020	155	5,16	30
MAR/2020	147	4,45	33
FEV/2020	163	5,82	28
JAN/2020	172	5,54	31
DEZ/2019	137	4,89	28
NOV/2019	156	4,72	33
OUT/2019	94	3,24	29
SET/2019	162	5,06	32
AGO/2019	176	4,06	31

REAVISO DE CONTAS VENCIDAS / DÉBITOS ANTERIORES

Figura 5 – Conta de energia de um consumidor do grupo B

Em vista do consumo mensal do consumidor residencial, aplica-se a fórmula:

$$Potência\ do\ Gerador = \frac{média\ do\ consumo\ \times 12}{fator\ de\ perda\ \times radiação\ solar\ anual}$$

O fator de perda normalmente utilizado é 0,75, pois, dessa forma, considera-se as perdas por sujeira, por sombreamento e todas as outras possíveis. Já a radiação solar anual pode ser encontrada no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), através das coordenadas geográficas da localidade em que se encontra a residência do consumidor. Os procedimentos para localizar essa radiação são demonstrados nas Figuras 7 e 8 (CRESESB, 2020).

Figura 6 – Busca da radiação solar no site CRESESB

Figura 7 – Radiação solar diária do plano inclinado para Araxá-MG

Com esses dados em mãos, divide-se o valor encontrado para a potência do gerador pela potência nominal dos módulos fotovoltaicos e, então, tem-se o número de placas necessárias para a instalação do sistema fotovoltaico. Salienta-se, ainda, que o inversor a ser escolhido para o sistema deve ser compatível, podendo ter potência 30% menor do que a potência do gerador. Por exemplo, em um sistema de 3.5 kWp pode-se utilizar um inversor de 2.45 kW.

Já para os consumidores do grupo A (média e alta tensão), como é o caso do CEFET-MG, unidade Araxá, o dimensionamento é um pouco mais complexo. O primeiro passo também é a análise da conta de energia do consumidor, cf. Figuras 9 e 10 (autora, 2020), atentando-se para: (i) modalidade tarifária, (ii) demanda ativa e (iii) média do consumo ponta e fora ponta.

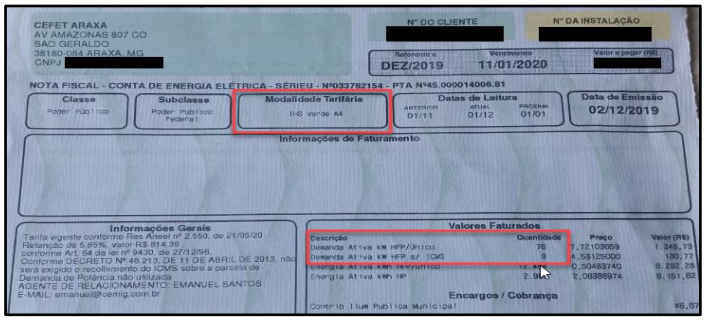
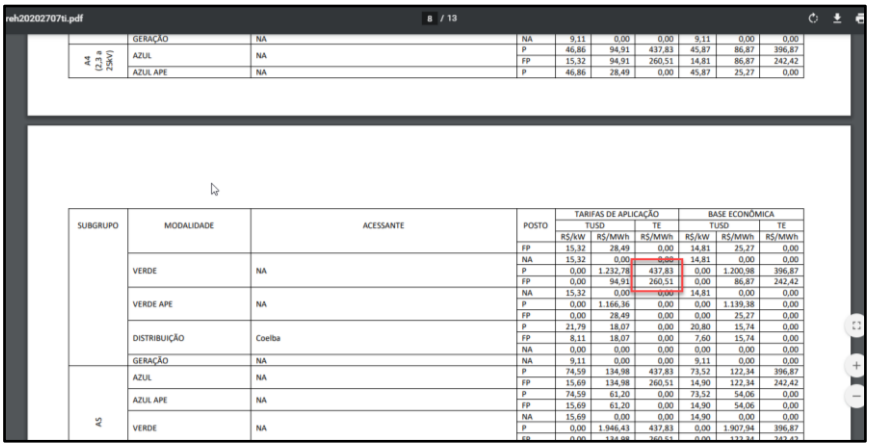


Figura 8 – Conta de energia do CEFET, unidade Araxá, parte 1

Figura 9 – Conta de energia do CEFET, unidade Araxá, parte 2

Além desses dados, destacados nas Figuras 9 e 10, precisa-se da tarifa TE ponta e da tarifa TE fora ponta. Esses valores podem ser encontrados em algumas contas de energia, porém nas contas CEMIG essa informação não é apresentada. Com isso, a alternativa para saber os valores dessas tarifas é buscar diretamente no site da ANEEL, conforme Figuras 11 e 12 (ANEEL, 2020). Para isso, deve-se selecionar a concessionária desejada e abrir o PDF destacado.

Figura 10 – Site da ANEEL utilizado para busca das tarifas TE.



SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO TUSD R$/kW	TARIFAS DE APLICAÇÃO TUSD R$/MWh	TARIFAS DE APLICAÇÃO TE R$/MWh	BASE ECONÔMICA TUSD R$/kW	BASE ECONÔMICA TUSD R$/MWh	BASE ECONÔMICA TE R$/MWh
			FP	15,32	28,49	0,00	14,81	25,27	0,00
	VERDE	NA	NA	15,32	0,00	0,00	14,81	0,00	0,00
			P	0,00	1.232,78	437,83	0,00	1.200,98	396,87
			FP	0,00	94,91	260,51	0,00	86,87	242,42
	VERDE APE	NA	NA	15,32	0,00	0,00	14,81	0,00	0,00
			P	0,00	1.166,36	0,00	0,00	1.139,38	0,00
			FP	0,00	28,49	0,00	0,00	25,27	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	Coelba	P	21,79	18,07	0,00	20,80	15,74	0,00
			FP	8,11	18,07	0,00	7,60	15,74	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	AZUL	NA	NA	9,11	0,00	0,00	9,11	0,00	0,00
			P	74,59	134,98	437,83	73,52	122,34	396,87
	AZUL APE	NA	FP	15,69	134,98	260,51	14,90	122,34	242,42
			P	74,59	61,20	0,00	73,52	54,06	0,00
A5	VERDE	NA	FP	15,69	61,20	0,00	14,90	54,06	0,00
			NA	15,69	0,00	0,00	14,90	0,00	0,00
			P	0,00	1.946,43	437,83	0,00	1.907,94	396,87

Figura 11 – Tarifas encontradas para o caso em exemplo.

Dessa forma, foi encontrado o valor de TE ponta igual a 437.83 e TE fora ponta igual a 260.51. Obtidos esses valores, deve-se utilizá-los nas fórmulas abaixo (KIKUMOTO, 2019), para considerar a compensação no horário de ponta, obter a produção mensal em kWh para atender o consumo da instituição e obter a potência dos equipamentos para essa quantidade de produção:

$$Fator\ de\ Correção = \frac{TEponta}{TEforaponta}$$

$$FC_{CEFET} = \frac{0{,}43783}{0{,}26051} = 1{,}68$$

$$Geração\ necessária = média\ cons.fora\ ponta\ + (FC \times média\ consumo\ ponta)$$

$$Geração\ necessária_{CEFET} = 10851{,}33\ + (1{,}68 \times 2548{,}83) = 15133{,}37 kWh/mês$$

$$Potência\ CC\ do\ sistema = \frac{geração\ necessária}{(30 \times radiação\ solar\ diária\ \times FP)}$$

$$Potência\ CC_{CEFET} = \frac{15133{,}37}{(30 \times 5{,}42 \times 0{,}75)} = 124.1 kWp$$

$$Potência\ CA = \frac{Potência\ CC}{1{,}25} \qquad Pot\ CA_{CEFET} = \frac{124{,}1}{1{,}25} = 99.28 kW$$

Uma observação muito importante para os consumidores do grupo A é que a potência CA não pode ultrapassar a demanda ativa. Conforme encontrado na conta de energia do CEFET-MG, a demanda contratada atualmente é de 85 kW, menor do que o calculado. Em vista disso, para instalar um sistema de 99.28 kW, será necessário solicitar à concessionária o aumento da demanda para 100 kW.

Com relação ao inversor, haja vista os dados coletados, pode-se utilizar um inversor de 100 kW para atender à necessidade desse sistema. Ademais, como os equipamentos para a instalação futura do sistema já foram estabelecidos, percebe-se, tendo em vista os cálculos efetuados e os equipamentos já adquiridos, que 5 módulos de 245 W não atenderão todo o consumo da instituição. Esses módulos poderão gerar 1.225kWp representando uma parcela de quase 1%. Para atender a demanda total, futuramente, a instituição poderá tentar conseguir novas doações a fim de suprir os 99% restante.

4.2 Projetando no PVsyst

Tendo em vista os dados anteriormente obtidos, iniciou-se a simulação no PVsyst. Antes, é necessário ter as informações meteorológicas da região na qual o sistema será instalado. Como esse software é estrangeiro, algumas localidades podem não vir por padrão. Para resolver isso, basta acessar a aba “Bases de dados” e inserir os dados necessários, conforme demonstrado da Figura 15 a Figura 20 (PVsyst, 2020).

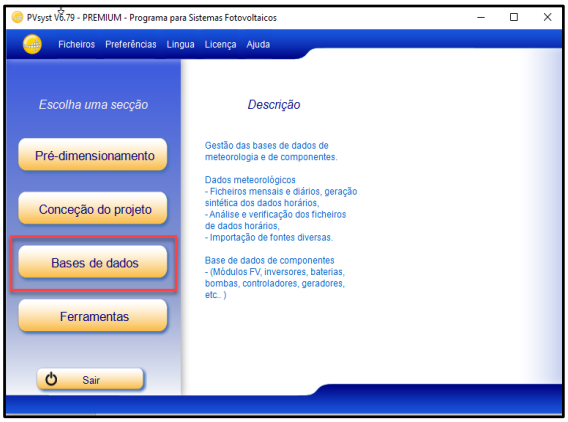


Figura 15 – Tela inicial do PVsyst

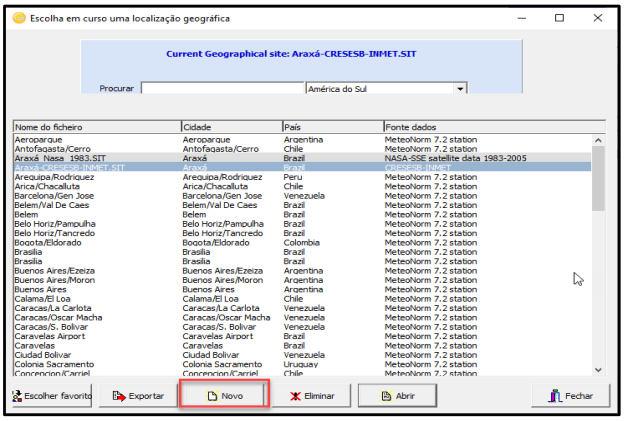


Figura 16 – Tela para escolha ou inserção de localizações geográficas

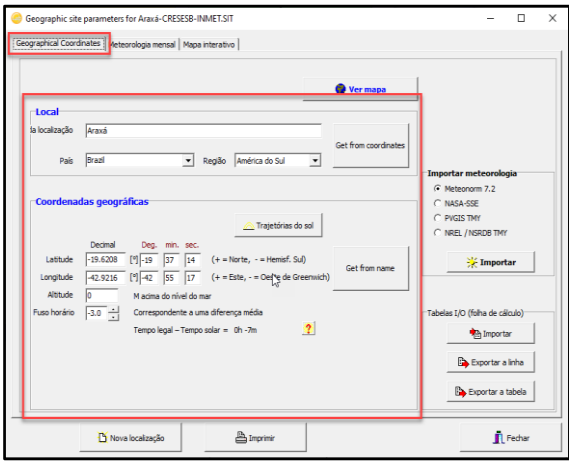


Figura 17 – Primeira tela para inclusão dos dados da nova localização

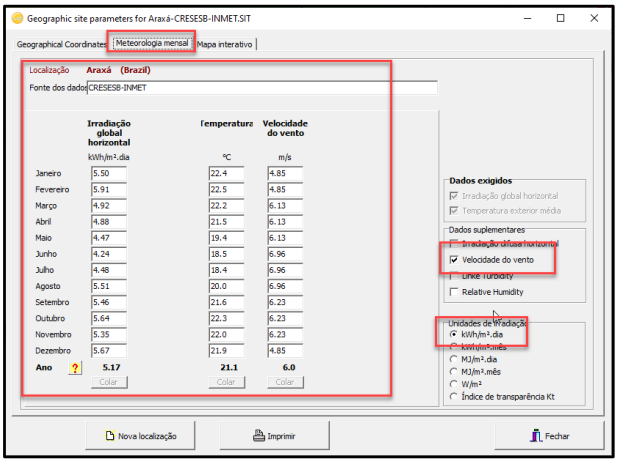


Figura 18 – Segunda tela para inclusão dos dados da nova localização

Os dados para a velocidade do vento e da irradiação global, apresentados na Figura 18, também podem ser obtidos a partir do site do CRESESB. Por sua vez, os dados para temperatura podem ser obtidos no site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Inseridos esses dados, é preciso sintetizá-los para a nova localização na aba “Geração horária sintética”, conforme Figuras 19 e 20.

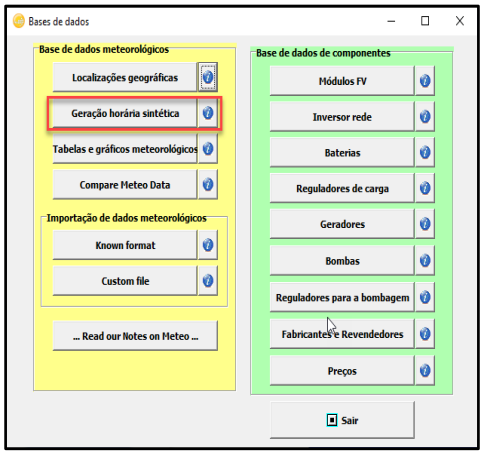


Figura 19 – Primeira tela para sintetização dos dados da nova localização

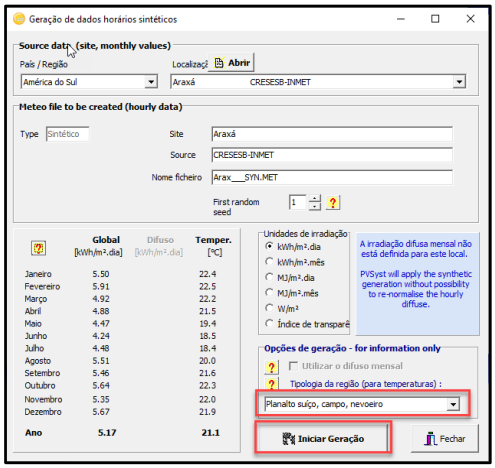


Figura 20 – Segunda tela para sintetização dos dados da nova localização

Com todos os dados sintetizados, a simulação foi iniciada. Como o sistema a ser instalado futuramente será conectado à rede elétrica, é necessário escolher essa opção na aba de concepção de projetos e seguir a ordem de inserção de dados oferecida pelo *software*, conforme demonstrado da Figura 21 a Figura 38 (PVsyst, 2020).

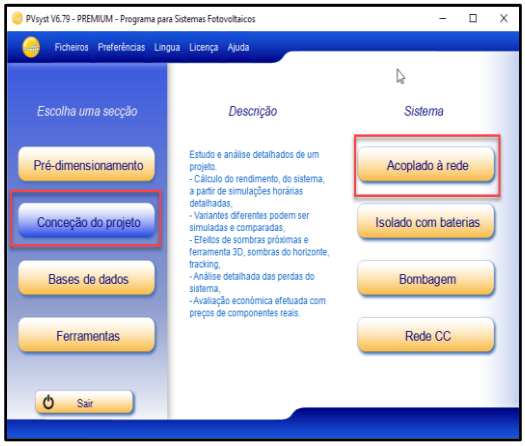


Figura 21 – Tela para escolha do tipo de sistema a simular

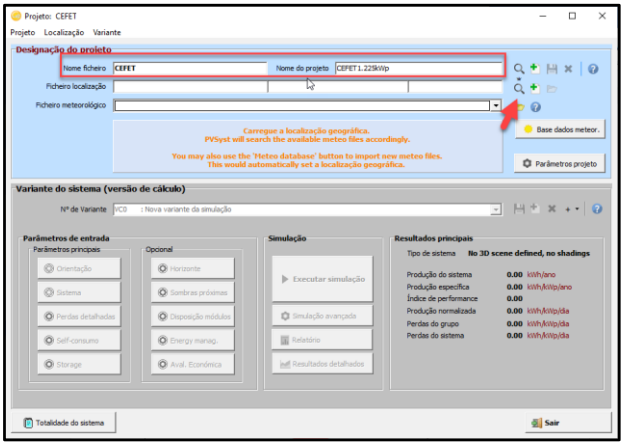


Figura 22 – Tela inicial da simulação

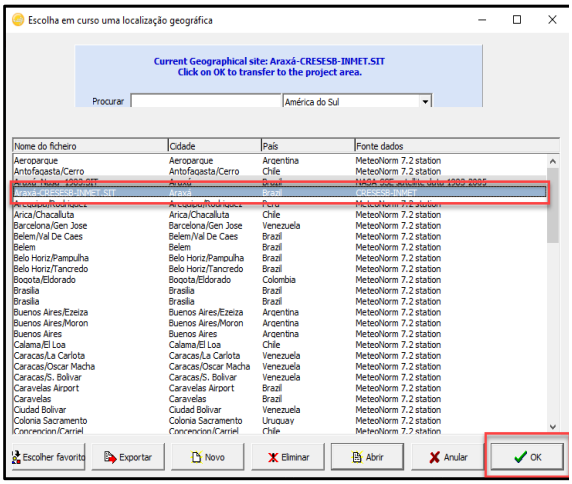


Figura 23 – Tela para seleção da localização geográfica para a simulação

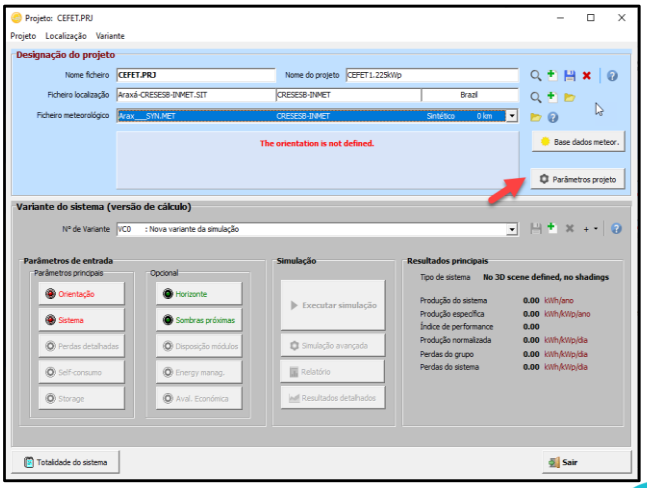


Figura 24 – Tela inicial para acesso aos parâmetros iniciais do projeto

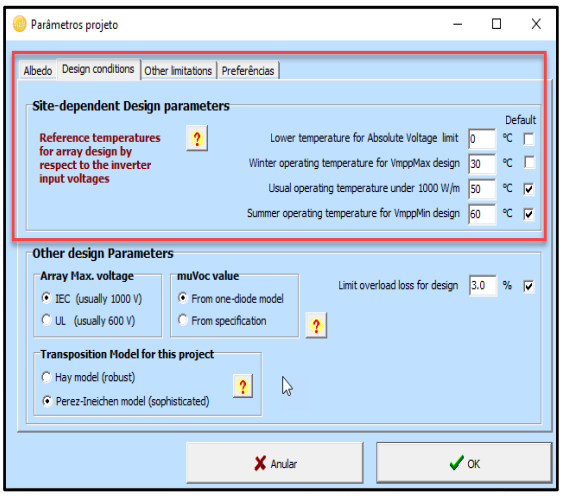


Figura 25 – Tela para inserção dos parâmetros iniciais do projeto

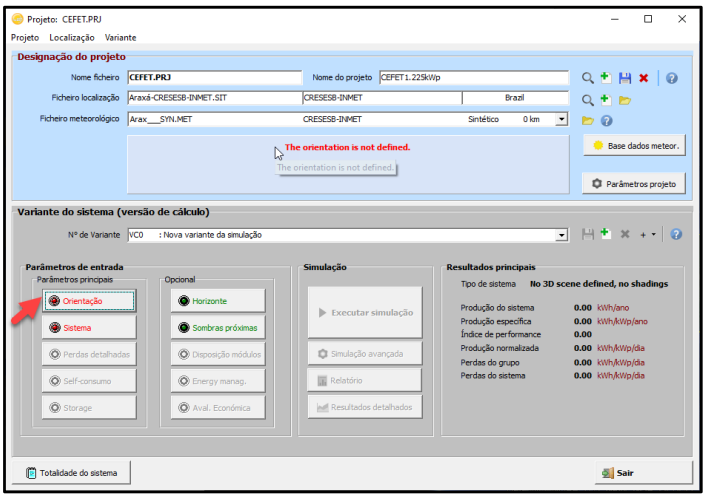


Figura 26 – Tela inicial para acesso ao parâmetro principal “Orientação”

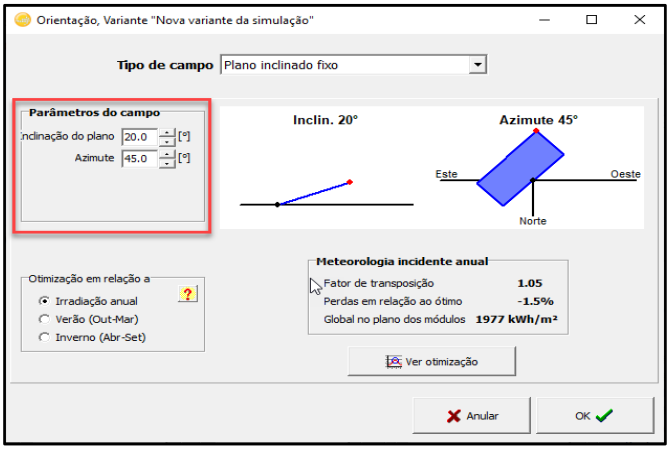


Figura 27 – Tela para inserção da orientação do sistema

Os dados de inclinação do plano e azimute, apresentados na Figura 27, variam de acordo com a localidade, para Minas Gerais a inclinação deve ser igual a latitude.

A próxima etapa da simulação consistiu em selecionar os equipamentos do sistema, conforme as Figuras 28 e 29 (PVsyst, 2020).

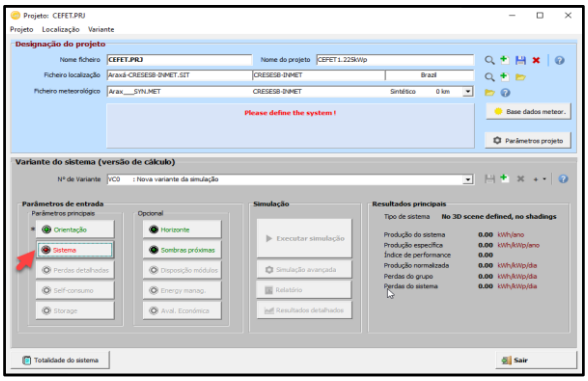


Figura 28 – Tela para acesso ao parâmetro principal “Sistema”

Nesse momento da simulação, é importante atentar-se ao local indicado pela seta vermelha, na Figura 29. Nesse quadro, são apresentadas as advertências quando há alguma inconsistência no sistema, como quando os módulos e os inversores não estão compatíveis. A ausência de advertências mostra que o sistema está projetado corretamente, o que confirma a exatidão dos cálculos feitos na sessão 4.2.

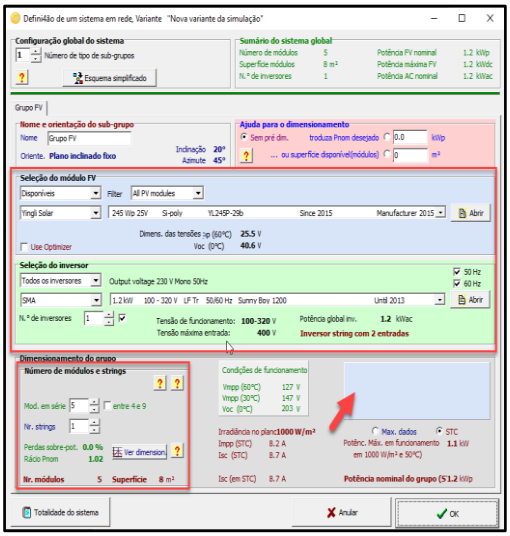


Figura 29 – Tela para definição dos equipamentos utilizados no sistema.

Nos parâmetros de perdas detalhadas, o *software* empregado já traz alguns valores pré-definidos que podem ser considerados para a simulação. Porém, alguns parâmetros podem ser definidos para se adequar melhor à realidade de instalação do sistema, como as perdas ôhmicas, perdas por sujeiras e perdas auxiliares, conforme demonstrado da Figura 30 a Figura 34 (PVsyst, 2020).

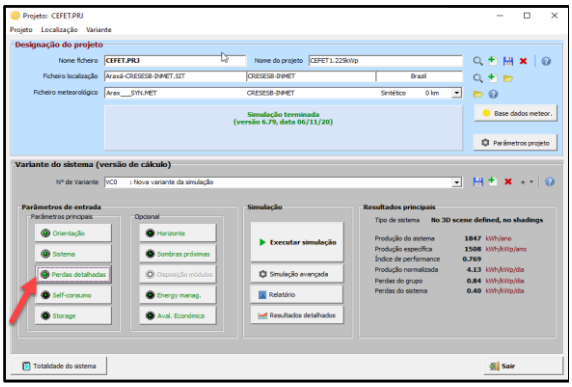


Figura 30 – Tela para acesso ao parâmetro principal “Perdas detalhadas”

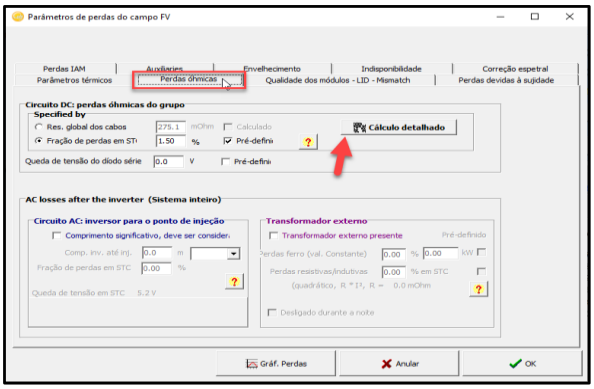


Figura 31 – Primeira tela para definição das perdas

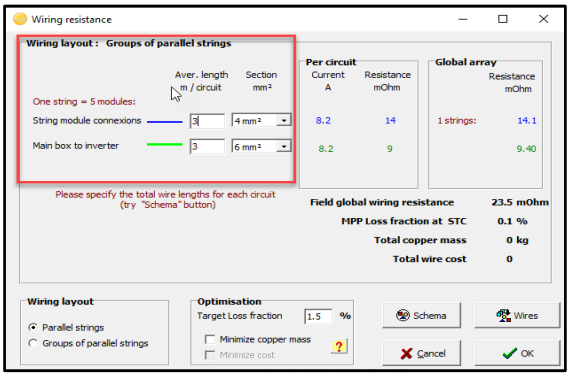


Figura 32 - Segunda tela para definição das perdas

O sistema a ser instalado no CEFET-MG é do tipo sobre o solo, por isso a distância entre os módulos e o inversor foi considerada pequena.

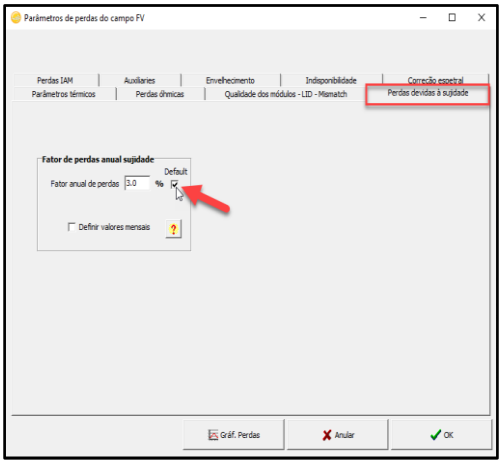


Figura 33 – Terceira tela para definição das perdas

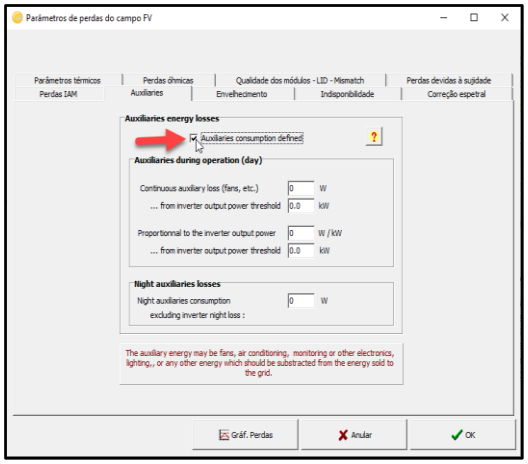


Figura 34 – Quarta tela para definição das perdas

Feito isso, o próximo passo da simulação seria realizar o cálculo das perdas por sombreamento. Para isso, o PVsyst permite inserir, por uma ferramenta simples, o desenho de onde o sistema será instalado e a indicação dos possíveis pontos de sombreamento, como árvores e construções próximas.

Devido ao local escolhido para instalação futura do sistema do CEFET não possuir pontos próximos de sombreamento, conforme é possível verificar na Figura 35 (Google Earth, 2020), não foi necessário, na simulação, considerar esse tipo de perda. Porém, essa escolha depende também se o local

futuramente passará a ser utilizado para construção de mais prédios da instituição. Nesse caso, o sistema pode ser deslocado para outro local, e então, devem ser consideradas as perdas por sombreamento, em nova simulação, utilizando a aba “Sombras próximas” do *software*.

Figura 35 – Imagem da possível área de instalação do sistema

Com todas as etapas anteriormente feitas, é possível simular a geração *on-grid* e analisar os dados que o PVsyst prevê para o sistema, por meio do relatório gerado, conforme imagens abaixo.

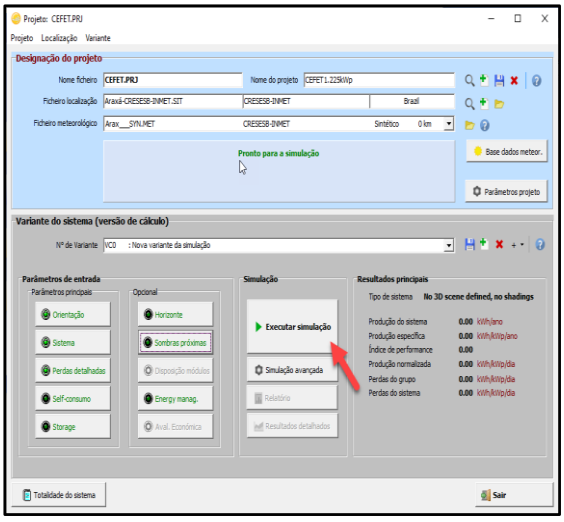


Figura 36 – Tela inicial para execução da simulação

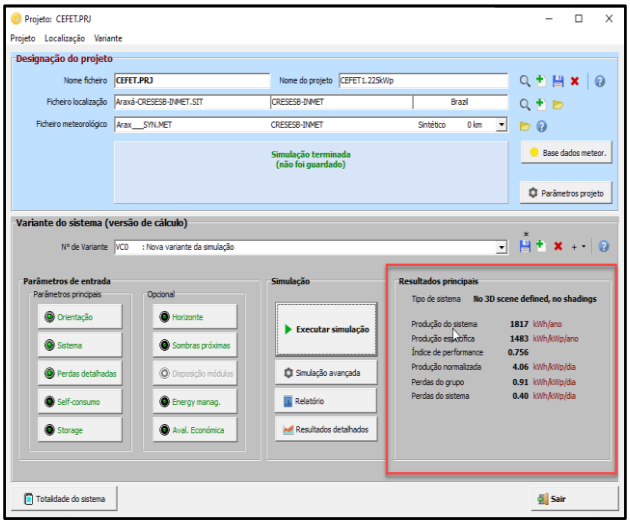
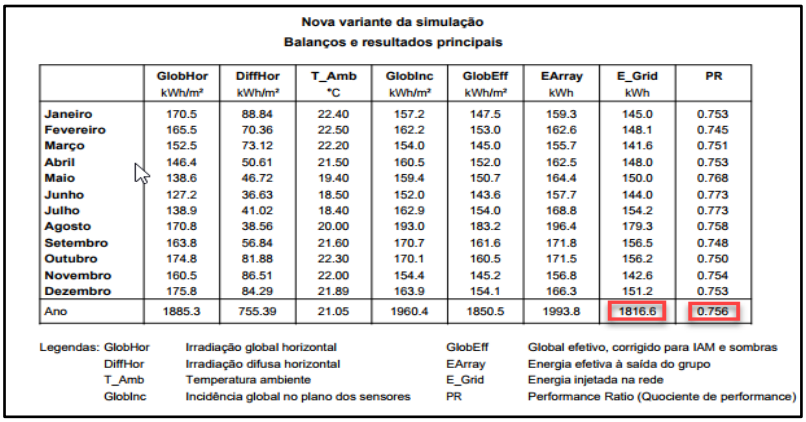


Figura 37 – Tela inicial para visualização dos resultados da simulação



Nova variante da simulação
Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janeiro	170.5	88.84	22.40	157.2	147.5	159.3	145.0	0.753
Fevereiro	165.5	70.36	22.50	162.2	153.0	162.6	148.1	0.745
Março	152.5	73.12	22.20	154.0	145.0	155.7	141.6	0.751
Abril	146.4	50.61	21.50	160.5	152.0	162.5	148.0	0.753
Maio	138.6	46.72	19.40	159.4	150.7	164.4	150.0	0.768
Junho	127.2	36.63	18.50	152.0	143.6	157.7	144.0	0.773
Julho	138.9	41.02	18.40	162.9	154.0	168.8	154.2	0.773
Agosto	170.8	38.56	20.00	193.0	183.2	196.4	179.3	0.758
Setembro	163.8	56.84	21.60	170.7	161.6	171.8	156.5	0.748
Outubro	174.8	81.88	22.30	170.1	160.5	171.5	156.2	0.750
Novembro	160.5	86.51	22.00	154.4	145.2	156.8	142.6	0.754
Dezembro	175.8	84.29	21.89	163.9	154.1	166.3	151.2	0.753
Ano	1885.3	755.39	21.05	1960.4	1850.5	1993.8	1816.6	0.756

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal
DiffHor Irradiação difusa horizontal
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Incidência global no plano dos sensores
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
EArray Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid Energia injetada na rede
PR Performance Ratio (Quociente de performance)

Figura 38 – Relatório gerado para a simulação feita no PVsyst

Conforme dados obtidos pela simulação, apresentados nas Figuras 37 e 38, a produção estimada é de 1817 kWh/ano. Dividindo esse dado por 12 meses, encontra-se a geração mensal de 151.42 kWh/mês, o que é exatamente os 1% da geração necessária para abastecer o campus todo, assim como foi obtido nos cálculos da seção 4.2. Além disso, o fator de perda, denominado como índice de performance e calculado pelo *software* como 0,756, demonstra que o valor utilizado na seção 4.2 também estava correto.

4.3 Solicitando a ligação do sistema à rede

Nessa etapa é fundamental que toda a documentação seja feita corretamente, conforme exigências legais e demonstrando o perfeito dimensionamento do sistema. Descreve-se, na sequência, o passo a passo a ser realizada para essa solicitação.

Para isso, deve ser entregue à concedente um memorial descritivo com algumas informações, a saber: (i) dados de responsabilidade técnica da empresa e do engenheiro responsável; (ii) número da ART, (iii) detalhamento do consumidor e da localidade da instalação; (iv) descrição do sistema com os dados principais dos módulos, inversores e outros equipamentos; (v) especificação da estrutura de fixação, da sinalização de segurança, dos dispositivos de proteção e do aterramento a serem utilizados; (vi) detalhamento da previsão de geração e (vii) lista com outras unidades que irão compensar os créditos, se houver.

Além desse memorial, é necessário enviar: (i) formulário de solicitação de acesso; (ii) diagrama unifilar básico da instalação; (iii) a ART de projeto e execução; (iv) o registro no Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) do inversor; (v) o arranjo dos módulos; (vi) o *datasheet* dos módulos e inversor e (vii) cópia do documento de identificação do titular.

As Figuras 39 e 40 (autora, 2020) que representam os diagramas do sistema fotovoltaico aqui projetado e a ser futuramente instalado no CEFET-MG. No diagrama de ligações dos módulos, foi demonstrada a ligação em série dos 5 módulos, com positivo chegando no primeiro módulo, ligados entre si e o negativo saindo do último módulo. Além disso, no detalhe A foram descritas as especificações principais dos módulos.

O diagrama unifilar básico demonstra que os 5 módulos estão ligados em série e equipotencializados com a estrutura metálica, o que é estabelecido por lei. Além disso, as seções dos cabos estão representadas na figura e os cabos que fazem as ligações entre módulos e inversores devem ser cabos solares. No quadro de proteção CC, o DPS e a chave seccionadora devem ser próprios para corrente contínua e são obrigatórios por norma. O inversor possui apenas 1 entrada e 1 MPPT, por isso apenas um SPMP representado na figura. No quadro de proteção CA, a escolha do disjuntor de 16A foi feita devido a corrente de saída do inversor ser de 6,1A e o cabo de 4mm² suportar até 26A, tendo assim um acionamento do disjuntor antes que uma sobrecorrente chegue ao máximo que o cabo suporta. A escolha do DPS CA de 275V se deu devido a facilidade em encontrá-lo e a corrente nominal de 20kA é suficiente para a quantidade de raios que a região de Araxá recebe. No padrão de entrada é necessário demonstrar a existência da placa de aviso de geração própria e mencionar o modelo da caixa do padrão, pois alguns modelos não são aceitos devido ao tamanho.

Figura 39 – Diagrama de ligação dos módulos

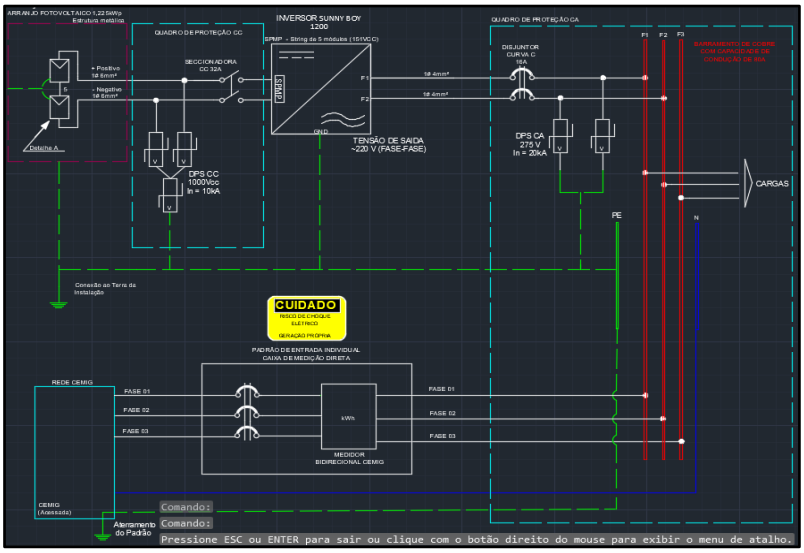


Figura 40 – Diagrama Unifilar Básico

Com todas as etapas acima feitas, o projeto do sistema está completo e, assim que a concessionária emitir o Parecer de Acesso, a instalação pode se iniciar, seguindo fielmente os protocolos de segurança e todos os detalhes do projeto.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A energia solar fotovoltaica tem ganhado espaço nos meios de abastecimento elétrico por conta de seus benefícios em relação a outros tipos de geração elétrica. O presente estudo buscou, por meio da disseminação da teoria e da prática de elaboração e simulação de um projeto desse sistema, contribuir para a implementação futura de uma microusina fotovoltaica na instituição de ensino CEFET-MG, unidade Araxá.

Os cálculos e as simulações anteriormente descritos demonstram que é possível e viável instalar o sistema proposto, o qual gerará uma pequena parcela do consumo geral da instituição. Ademais, outro fator positivo deste trabalho consiste na possibilidade de servir como exemplo e instrumento de estudos a outros alunos da instituição, fomentando aprendizagens e possibilidades de análises outras sobre esse tipo de geração elétrica.

Salienta-se que, um trabalho futuro poderá desenvolver a implementação real do sistema na instituição, comparando os dados simulados nesta pesquisa com os dados obtidos por meio do sistema instalado. Lembrando que caso a montagem ocorra em outro local, a simulação deverá ser feita novamente considerando o possível sombreamento da área.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 05 nov. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração Distribuída. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 13 nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Matriz de Energia Elétrica. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm. Acesso em: 13 nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 482: condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de

energia elétrica. 2012. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto. Rio de Janeiro, 2019.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. ND 5.31: requisitos para conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão. Belo Horizonte, 2018. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/ND.5.31.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉGIO DE S. BRITO. Potencial Solar – SunData v. 3.0. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 5 nov. 2020.

KIKUMOTO, B. Dimensionamento de sistemas para o grupo A. Disponível em: <https://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/10-dimensionamento-de-sistemas-fv-para-consumidores-do-grupo-a>. Acesso em: 30 nov. 2020.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão. In: Revista Virtual de Química, v. 7, n. 1, p. 126-143, 2015. Disponível em: <http://rvq-sub.sbq.org.br/index.php/rvq/article/view/664/508>. Acesso em: 17 nov. 2019.

NAKABAYASHI, R. K. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. 2014. 106 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/publico/Dissertacao_Rennyo_vfinal.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019.

SMA SOLAR TECHNOLOGY. Disponível em: <https://www.sma.de/en.html>. Acesso em: 17 nov. 2019.

VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2015.

PROPAGAÇÃO DE HARMÔNICAS EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: CAUSAS E POSSÍVEIS IMPACTOS

Yago Borges Moreira[1]; Fábio Rocha Barbosa[1]; Filipe Bispo Lima[1]

[1]*Universidade Federal do Piauí*

RESUMO

Este documento apresenta um estudo da propagação de componentes harmônicas devido a inserção de um sistema de geração fotovoltaica de 720 kWp em uma rede radial de distribuição que contém 15 MVA de potência instalada. É considerado o fenômeno de magnetização assimétrica do transformador de potência, além da ressonância paralela da rede como elementos que podem amplificar os efeitos da circulação de componentes harmônicas na rede elétrica. A rede elétrica estudada corresponde a rede de média tensão do Campus Ministro Petrônio Portela, da Universidade Federal do Piauí (UFPI). O sistema é composto por 8,8 quilômetros de condutores, 63 subestações aéreas, além de 8 abrigadas conectadas à 13,8 kV em média tensão e 380/220 V em baixa tensão. A modelagem da rede foi realizada no MATLAB com auxílio da ferramenta SIMULINK. O carregamento dos transformadores da rede foi determinado através de um fator de alocação que depende da demanda máxima, da potência instalada da rede e fator de potência da rede, este indicado por memória de massa fornecido pela distribuidora de energia local. Um analisador de qualidade de energia foi utilizado para determinação do comportamento harmônico da energia injetada pelo inversor na rede elétrica. As análises permitiram concluir que sistemas de geração fotovoltaica com uma potência considerável podem contribuir para a distorção harmônica na rede e que a rede elétrica deve ser estudada antes da inserção de elementos reativos, já que estes podem desencadear o fenômeno de ressonância que amplifica os efeitos das componentes harmônicas.

Palavras-chave: Energia solar; Harmônicas; Geração distribuída; Qualidade de Energia

ABSTRACT

This document presents a study of the propagation of harmonic components due to the insertion of a 720 kWp photovoltaic generation system in a radial distribution network with 15 MVA of installed power. The phenomenon of asymmetric magnetization of the power transformer is considered, in addition to the parallel resonance of the network, as elements that can amplify the effects of the circulation of harmonic components in the electrical network. The electrical network studied corresponds to the medium voltage network of the Campus Ministro Petrônio Portela of the Federal University of Piauí. The system comprises 8.8 kilometers of conductors, 63 overhead substations, in addition to 8 sheltered substations connected to 13.8 kV medium voltage and 380/220 V low voltage. The network modeling was performed in MATLAB suported by the SIMULINK tool. The load of the network transformers was determined through an allocation factor that depends on the maximum demand, the installed power and the power factor of the network, which is indicated by mass memory provided by the local energy distributor. A power quality analyzer was used to determine the harmonic behavior of the energy injected by the inverter into the grid. The analyzes allowed to conclude that photovoltaic generation systems with considerable power can contribute to harmonic distortion in the network. Also that the electrical network must be studied before the insertion of reactive elements, since these can trigger the phenomenon of resonance that amplifies the effects of harmonic components.

Keywords: Solar energy; Harmonics; Distributed Generation; Power quality

1. INTRODUÇÃO.

A conexão de geradores fotovoltaicos à rede de distribuição apresenta, além dos evidentes benefícios que justificam sua difusão, alguns impactos negativos para o sistema elétrico, notadamente nos casos em que a GDFV

(Geração Distribuída Solar Fotovoltaica) atinge considerável participação na produção energética. Os estudos de inserção harmônica na rede, devido à presença de unidade de GDFV, produziram resultados expressivos, (PALUDO, 2014; PINTO NETO, 2016; DOS SANTOS, 2016). Além de abordagens envolvendo os efeitos das componentes CC e as consequentes harmônicas adicionais geradas pela saturação assimétrica dos transformadores (FORTES, 2018; FORTES *et al*, 2016).

Os estudos anteriores foram realizados em rede de média tensão genéricas através de recursos computacionais e modelagens teóricas. No trabalho foi elaborada uma metodologia de penetração fotovoltaica, essa metodologia foi testada em uma rede real (PINTO NETO, 2016).

Para este trabalho foi utilizada a modelagem de uma rede de distribuição em média tensão real, mais precisamente a rede elétrica do Campus Ministro Petrônio Portela da Universidade Federal do Piauí, para determinar a propagação harmônica. A rede possui uma extensão de aproximadamente 6 km desde o ponto de conexão com a rede da concessionária até a última carga instalada, a rede é composta por 65 subestações aéreas e 8 subestações abrigadas com distintas capacidades. A potência total das subestações é 8.265 kVA para aéreas e 6825 kVA para abrigadas. O sistema fotovoltaico estudado é composto por um inversor de 60 kW e dois inversores de 12 kW, esse sistema possui uma potência de geração solar de 76 kWp. A rede foi modelada com auxílio do MATLAB e suas bibliotecas do SIMULINK.

2. HARMÔNICAS EM INVERSORES FOTOVOLTAICOS

A interligação de uma grande quantidade de GDFV em uma rede radial de média tensão, comumente utilizada em redes de distribuição de energia elétrica é possível provocar alguns impactos na rede elétrica (SHAYANI, 2010). Um exemplo é a distorção harmônica provocada pela injeção de corrente distorcida por inversores fotovoltaicos.

2.1 Injeção de componente CC na rede

A injeção de componente CC pelo inversor fotovoltaico está diretamente ligada a técnica de modulação PWM que é utilizada em grande maioria desses conversores. Essa técnica necessita de uma onda senoidal como referência, e caso essa onda esteja distorcida, como exemplo uma tensão de referência distorcida. Com essa referência distorcida ocorre a falha de sincronismo nos tempos de condução e bloqueio das chaves do conversor de GDFV, resultando em um desequilíbrio entre os semi-ciclos positivos e negativos e consequente injeção de corrente com valor médio não-nulo. Esta condição pode ser suprimida utilizando transformadores isoladores entre o inversor e a rede elétrica.

3. MAGNETIZAÇÃO ASSIMÉTRICA DE TRANSFORMADORES E RESSONÂNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

A presença de uma componente CC no campo magnético aplicado (H) induz no núcleo um fluxo eletromagnético com média diferente de zero e consequentemente um laço de histerese assimétrico. O fluxo eletromagnético com média diferente de zero é resultado da excitação do secundário do transformador por correntes de valores médios não nulos, que produzem um desbalanceamento do fluxo magnético no núcleo, encaminhando uma saturação de meio-ciclo, tornando o laço de histerese assimétrico e consequentemente a magnetização assimétrica do transformador (FORTES, 2018; DE OLIVEIRA, 1990).

A presença de uma componente CC no transformador aumenta a corrente de excitação, devido ao aumento de corrente no circuito interno, aumenta os efeitos de dissipação térmica, vibração e possíveis ressonâncias paralelas com banco de capacitores devido à presença de harmônicas que antes inexistiam (DE OLIVEIRA, 1990). É de conhecimento que um inversor de sistemas fotovoltaicos possuí uma componente CC de corrente, essa componente pode causar problemas em transformadores conectados à esses inversores. Apesar da componente CC oriunda de inversores fotovoltaicos circularem apenas pelo secundário do transformador, devido a sua impossibilidade física de transporte

de sinais contínuos para seu primário, estas podem alterar o ponto de operação natural e eficiente dos transformadores, trazendo prejuízo a sua vida útil e sua funcionalidade devido à geração e propagação de harmônicas no sistema alimentador (FORTES, 2018).

4. METODOLOGIA DESENVOLVIDA

O sistema estudado foi a rede elétrica de média tensão do Campus Ministro Petrônio Portela da UFPI, a mesma possui aproximadamente 15 MVA de potência instalada. A rede elétrica da UFPI é alimentada por uma subestação através de um trecho de 4,8 km.

A rede elétrica foi modelada no SIMULINK, uma ferramenta do MATLAB que possui diversas bibliotecas de simulação de elemento elétricos e eletrônicos. Primeiramente, determinou-se o carregamento dos transformadores em potências ativa e reativa, adiante foi modelado o sistema fotovoltaico e com auxílio dos medidores inclusos no software foram realizadas coleta de dados para análise. Uma representação simplificada da rede modelada pode ser verificada na Figura 1.

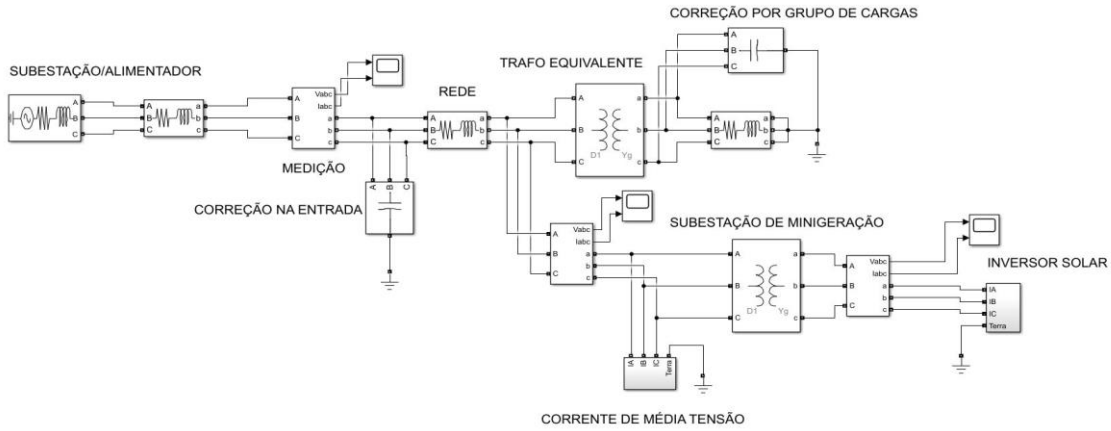


Figura 1 - Representação de uma rede de distribuição radial no SIMULINK

Por possuir uma demanda alta o sistema de geração fotovoltaico foi modelado para apresentar potência de 720 kWp, satisfazendo assim uma parcela da demanda.

4.1 Sistema fotovoltaico

Um analisador de qualidade de energia foi acoplado em um dos inversores do sistema de geração fotovoltaico de 76 kWp do prédio de engenharia elétrica da UFPI. O inversor analisado é trifásico com potência nominal de 60 kW. Além das componentes harmônicas, foram coletados dados de tensão, corrente, fator de potência, potências ativa, reativa e aparente. Através da potência injetada pelo inversor na rede elétrica determinou-se os períodos de baixa e alta geração fotovoltaica. É de se esperar que esses períodos sejam diferentes a cada dia de geração devido às condições climáticas, mas carregam características comuns em que foi possível determinar um período de baixa geração fotovoltaica correspondente entre 6 e 7 horas da manhã e alta geração fotovoltaica entre 11 e 12 horas da manhã, na Figura 2 é ilustrada a curva de geração típica do sistema fotovoltaico estudado.

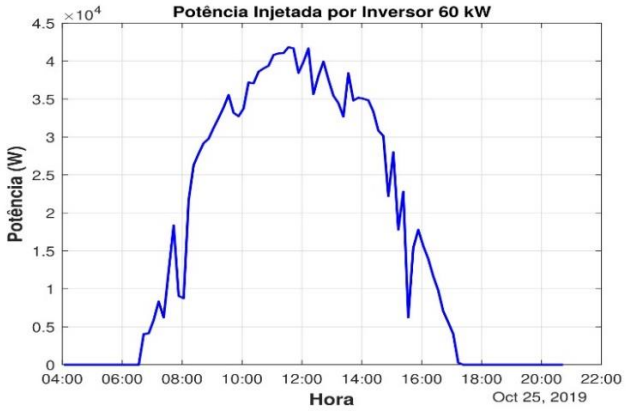
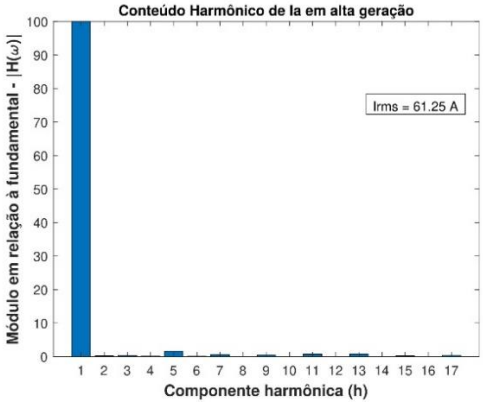
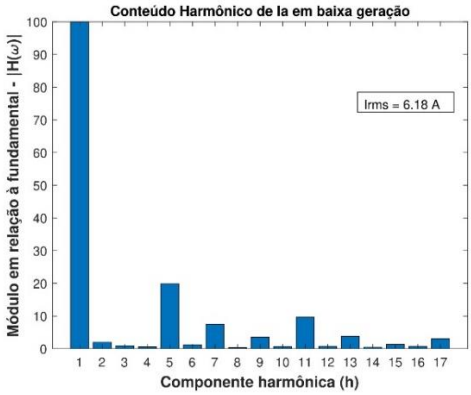


Figura 2 - Curva de geração fotovoltaica

Nas Figuras 3 e 4 estão ilustradas as componentes harmônicas da corrente de fase produzidas pelo inversor nos períodos de baixa e alta geração

fotovoltaica. Na Figura 3 percebe-se que as componentes harmônicas ímpares possuem um valor elevado, sobretudo a quinta ordem. É possível afirmar que um sistema fotovoltaico injeta conteúdo harmônico de baixa magnitude quando o inversor não está trabalhando próximo à sua potência nominal.





Figuras 3 e 4 - Componentes harmônicas em alta e baixa geração fotovoltaica

O transformador acoplador é um arranjo de 16 transformadores de 45 kVA totalizando 720 kVA. A escolha desse transformador de 45 kVA deu-se pela análise realizada em, que foi determinado o conteúdo harmônico na corrente produzido em transformadores devido a uma excitação de corrente contínua equilibrada correspondente a 0,5% da sua corrente de carga (FORTES, 2018). Na Tabela 1 é possível verificar os valores de distorção harmônica.

Tabela 1 – Conteúdo harmônico de corrente do transformador

Harmônica	f (Hz)	$I_{rms}(A)$	% fundamental
1	60	5,89	100
2	120	4,05	69,07
4	240	1,88	32,17
5	300	1,26	21,49
7	420	0,30	5,17
8	480	0,11	1,88

Um banco de capacitores foi alocado na rede elétrica com intuito de funcionar como elemento de compensação de reativos. A rede elétrica radial modelada com todos as subestações aéreas e abrigadas, o sistema de minigeração fotovoltaica de 720 kWp e o transformador acoplador foram submetidos a testes para análise de comportamento harmônico. Com o auxílio do SCOPE do SIMULINK obteve-se as formas de onda de tensão e corrente em 5 pontos da rede elétrica: na entrada da rede, ponto central da rede (medidor localizado no centro físico da rede), lado de baixa tensão do transformador acoplador (local da conexão da minigeração), lado de média tensão do transformador acoplador, capacitor alocado em média tensão na rede.

Através da ferramenta *powergui* do SIMULINK extraiu-se as transformadas de Fourier de cada forma de onda de tensão e corrente obtidos no SCOPE.

5. RESULTADOS

No primeiro teste foi considerado um momento de alta geração fotovoltaica, ou seja, com baixa distorção harmônica sendo injetada pelo inversor, para duas análises, a primeira delas da influência das componentes harmônicas oriundas do inversor e uma segunda considerando que o transformador acoplador está sendo magnetizado assimetricamente devido ao processo de chaveamento de inversores fotovoltaicos. Na entrada da rede a presença não foi considerada, pois a subestação foi representada como fonte senoidal pura. No transformador acoplador percebe-se que as distorções harmônicas se mantiveram praticamente iguais nos lados de baixa e média tensão considerando apenas as harmônicas produzidas por inversores.

Tabela 2 - Sistema fotovoltaico com alta produção de energia

Local de medição	Parâmetros de componentes harmônicas							
	Sistema fotovoltaico				Sistema fotovoltaico + Transformador			
	h_I	h_V	$DHT_I(\%)$	$DHT_V(\%)$	h_I	h_V	$DHT_I(\%)$	$DHT_V(\%)$
Entrada	-	-	-	-	p, i – 2ª, **4ª** e 5ª	p, i – 2ª, **4ª** e 5ª	8,73	1,11
C. Rede	i – 5ª	i – 13ª	0,12	0,21	p, i – **2ª**, 4ª e 5ª	p, i – **2ª**, 4ª e 5ª,7ª	78,46	39,41
Trafo (BT)	i – 5ª	i – 13ª	2,58	1,83	i – 5ª	p, i – **2ª**, 4ª, 5ª, 7ª	3,31	69,52
Trafo (MT)	i – 5ª	i – 13ª	2,32	0,82	p, i – **2ª**, 4ª e 5ª	p, i – **2ª**, 4ª, 5ª, 7ª	76,29	73,15
Capacitor	i – 5ª	i – 3ª e 5ª	0,30	0,06	p, i – 2ª, **4ª** e 5ª	p, i – 2ª, **4ª** e 5ª	129,10	38,40

Considerando que o transformador acoplador passará a injetar conteúdo harmônico conforme Tabela 1 devido excitação CC, verifica-se o aumento da Distorção Harmônica Total em vários pontos da rede, de acordo com a Tabela 2. Percebe-se a presença de harmônicas de segunda e quarta ordem, bem como uma elevada distorção harmônica de tensão em quase todos os pontos de análise da rede. Esse fato é devido a frequência de ressonância da rede ser próxima a uma ordem harmônica excitada pelo transformador. Outro ponto em destaque é que a corrente de baixa tensão do transformador não apresenta presença de componentes pares, isto era esperado devido às características construtiva dos transformadores de potencia utilizado em redes de distribuição.

Outro teste realizado consistiu em verificar a propagação harmônica na rede devido a injeção harmônica do inversor em baixa geração. Como já era

esperado, um sistema em baixa geração de potência fotovoltaica injeta muitas componentes harmônicas de ordem ímpares na rede, mas com baixa amplitude. Como pode ser verificado na Tabela 3 a distorção harmônica total foi maior no transformador acoplador em baixa tensão, em relação a alta geração de potência fotovoltaica. No ponto de entrada da rede, que fica localizado a no mínimo 5 km de distância do ponto de acoplamento do sistema de geração fotovoltaico proposto, a distorção harmônica de tensão e corrente mantiveram-se sem alteração independente do carregamento do inversor.

Tabela 3 - Sistema fotovoltaico com baixa produção de energia

Local de medição	**Parâmetros de componentes harmônicas**							
	Sistema fotovoltaico				**Sistema fotovoltaico + Transformador**			
	h_I	h_V	$DHT_I(\%)$	$DHT_V(\%)$	h_I	h_V	$DHT_I(\%)$	$DHT_V(\%)$
Entrada	-	-	-	-	p, i – **2ª**, 4ª e 5ª	p, i – 2ª, **4ª** e 5ª	8,73	1,12
C. Rede	i – 5ª	i – 11ª	0,12	0,20	p, i – **2ª**, 4ª e 5ª	p, i – **2ª**, 4ª, 5ª	78,11	39,69
Trafo (BT)	i – 5ª	i – 5ª e 11ª	32,07	1,02	i – 5ª	p, i – **2ª**, 4ª, 5ª	56,92	70,30
Trafo (MT)	i – 5ª	i – 11ª	24,75	0,81	p, i – **2ª**, 4ª e 5ª	p, i – **2ª**, 4ª, 5ª, 7ª	78,44	73,88
Capacitor	i – 5ª e 11ª	i – 3ª e 5ª	0,37	0,07	p, i – 2ª, **4ª** e 5ª	p, i – 2ª, **4ª** e 5ª	129,41	38,19

Considerando as harmônicas do transformador expuseram uma condição de risco para o sistema elétrico que possui elementos capacitivos e indutivos. Uma alta distorção harmônica ao longo da rede e com maiores valores no capacitor. Essa distorção de onda elevada pode danificar o elemento de

compensação de reativo, devido a exposição de níveis elevados de tensão em seus terminais.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi desenvolvida uma análise de propagação de componentes harmônicas em uma rede radial de distribuição. A rede elétrica utilizada corresponde à rede de média tensão do Campus Ministro Petrônio Portela da Universidade Federal do Piauí. Com uma potência instalada de 15 MVA e uma demanda de 3500 kW é razoável supor o gasto energético desse sistema. Para isso, são propostas, em diferentes áreas de ensino e pesquisa da Universidade, estratégias para diminuição do consumo de energia, utilização de fontes renováveis de energia e mudança de hábitos da comunidade para uma convivência mais sustentável.

Baseado nesse aspecto, este trabalho teve como objetivo identificar possíveis problemas de alocação de um sistema fotovoltaico na rede elétrica, dentre esses, as componentes harmônicas que circulam pelo sistema elétrico. Essas componentes podem afetar o funcionamento de equipamentos elétricos ligados à rede, alterar a vida útil do mesmo e, em casos extremos, levar ao defeito do equipamento. Daí a importância da identificação das causas da circulação de componentes harmônicas na rede elétrica,

Um analisador de qualidade de energia foi utilizado para reconhecimento dos padrões de injeção harmônica de um inversor fotovoltaico de 60 kW, os parâmetros da rede elétrica como cabos, distância entre vãos, potência de transformadores foram obtidos através do projeto elétrico de rede de média tensão da UFPI, disponibilizado por órgão competente. Com esses dados e auxílio do software MATLAB e da ferramenta SIMULINK pôde-se analisar os efeitos de distorção harmônica em vários pontos da rede elétrica devido a injeção de componentes harmônicas do inversor do sistema de geração fotovoltaico e de transformadores considerados magnetizados assimetricamente.

As análises permitiram concluir que sistemas de geração fotovoltaica com uma potência considerável podem contribuir para a distorção harmônica na rede,

também, que a rede elétrica deve ser estudada antes da inserção de elementos reativos, uma vez que estes podem desencadear o fenômeno de ressonância que amplifica os efeitos das componentes harmônicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DE OLIVEIRA, L. C. O. Transformadores de potência sob dupla excitação CA/CC. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 193. 1990.

DOS SANTOS, K. A. G. Impactos do aumento da entrada da energia solar fotovoltaica na rede elétrica distribuída: implicações técnicas do aumento da geração própria de energia. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, p. 49. 2016.

FORTES, R. R. A. Propagação de Harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Ilha Solteira, p. 195. 2018.

FORTES, R. R. A. et al. Harmonic resonance in electrical grids with photovoltaic distributed generation. 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016. Belo Horizonte: [s.n.]. 2016. p. 214-219.

PALUDO, J. A. Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente. Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 186. 2014.

PINTO NETO, A. F. D. C. Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 108. 2016.

SHAYANI, R. A. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. Universidade de Brasília. Brasília, p. 161. 2010.

PROPOSIÇÃO DE UM MÉTODO PARA TRANSFORMAR EDIFICAÇÕES EXISTENTES EM PROVÁVEIS NET ZERO ENERGY BUILDINGS

Bárbara Pisoni Bender Andrade[1]; Fabio Antonio Sartori Piran[1]; Daniel Pacheco Lacerda[1]

[1]*Unisinos*

RESUMO

Existe necessidade de adaptação dos métodos existentes de construção civil, com a obrigação de limitar a produção de CO2 no mundo. Por isso o objetivo deste estudo é, a partir da identificação dos métodos atuais, propor um método para transformar edificações existentes em prováveis NZEB. Para atingir o objetivo proposto foi utilizado o método de pesquisa da Design Science Research (DSR). Com base na literatura existente, foi elaborada uma análise comparativa entre os métodos encontrados. O método desenvolvido possui 5 macro etapas principais: I) Planejamento, II) Dados locais, III) Pré-design, IV) Design e V) Entrega. Cada fase do método divide-se em etapas e subetapas que foram definidas para representar a integração de todos os métodos, procurou-se também trazer uma aplicação para o panorama Brasileiro e facilidade de compreensão dos usuários no uso do método proposto. O método proposto foi avaliado e validado por especialistas. Ainda, foi feita uma aplicação prática em dois edifícios universitários de tipologias diferentes. Os principais resultados da aplicação prática mostram que o método se encaixa no contexto atual brasileiro e da construção civil e poderá ser utilizado tanto por Engenheiros Civis quanto por outros profissionais que desejam transformar uma edificação já existente em NZEB de forma mais clara e eficiente.

Palavras-chave: Net Zero Energy. NZEB. Edificações Existentes. Método. Eficiência Energética.

ABSTRACT

There is a need to adapt existing construction methods with the need to limit CO2 production in the world. Therefore, the aim of this study is, from the identification

of existing methods, to propose a method to transform existing buildings into probable NZEB. To achieve the proposed objective, the research method of Design Science Research (DSR) is used. Based on the existing literature, a comparative analysis was elaborated between the found methods. The developed method has 5 main macro steps: I) Planning, II) Local data, III) Pre-design, IV) Design and V) Delivery. Each phase of the method is divided into steps and sub steps that were defined to represent the integration of all methods. It was also sought to bring an application to the Brazilian landscape and ease the understanding of users in the use of the new method. The proposed method was evaluated and validated by experts. Still, a practical application was made in two university buildings with different typologies. The main results of the practical application show that the method fits into the current Brazilian and civil construction context and can be used by both Civil Engineers and other professionals who wish to transform an existing building into NZEB more clearly and efficiently.

Keywords: Net Zero Energy Building. NZEB. Existing Building. Method. Energy Efficiency.

1. INTRODUÇÃO

A demanda por energia mundial cresce exponencialmente, pois acompanha o desenvolvimento industrial e o crescimento populacional. As fontes de energia mais utilizadas no mundo são derivadas de combustíveis fósseis, que emitem um elevado volume de CO2 na sua utilização (VETTORAZZI et al., 2021). Segundo a Agencia Internacional de Energia (IEA) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP), os setores residencial e de construção, juntos, são os maiores consumidores destes combustíveis e consequentemente, os maiores poluidores (IEA; UNEP, 2019).

A preocupação sobre o impacto ambiental é pauta de diversos acordos internacionais, como o COP 21, realizado em Paris (UNITED NATIONS, 2016). Como um dos países que assinaram o acordo, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de gás carbônico e para auxiliar no cumprimento dessas metas,

ganhos de eficiência energética no setor elétrico são um caminho a seguir (IPCC, 2014).

Nessa busca, os Net Zero Energy Buildings (NZEB) são considerados uma solução integrada para resolução dos problemas de alta demanda energética e altas emissões de CO2 no setor da construção civil (KAPARAJU et al., 2018). Os NZEB são construções que possuem seu consumo elétrico reduzido através de medidas de eficiência energética, e a demanda energética residual fornecida apenas por tecnologias renováveis, não derivadas de combustíveis fósseis (TORCELLINI et al., 2006).

O desenvolvimento de métodos para a transformação de construções em NZEB é importante e vem sendo tema de trabalhos acadêmicos no mundo. No entanto, a maioria das metodologias encontradas são aplicáveis apenas em edifícios novos, deixando de lado edifícios já existentes, que são a maioria no mercado da construção civil, e que exigem maior atenção no processo de transição. Considerando estes fatores, surge a pergunta que motiva este trabalho. Como seria o método para transformar construções já existentes em prováveis NZEB?

O objetivo deste trabalho trata-se da utilização do conceito Net Zero Energy Building na busca de um método que integre todo o conhecimento gerado até o momento e enquadre construções já existentes. O método desenvolvido servirá de guia para gestores e pesquisadores interessados em transformar e estudar a transformação de um edifício já construído em NZEB.

2. MÉTODO DE TRABALHO

O presente estudo busca elaborar um artefato (método). A construção do novo artefato segue as doze etapas do método Design Science Research (DRESCH; LACERDA; ANTUNES, 2015). As etapas a serem seguidas estão ilustradas e brevemente detalhadas na Figura 1.

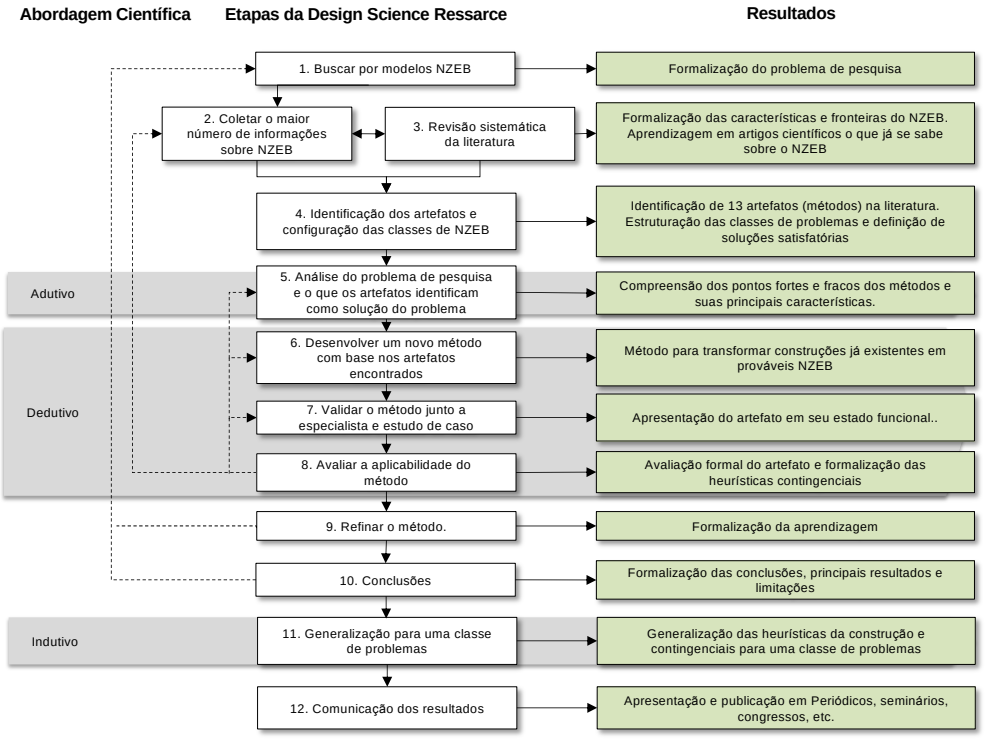


Figura 1 – Etapas do método de fundamentado na DSR

A primeira etapa do método de trabalho focou na elaboração da questão problema e na conceituação dos objetivos. Na segunda etapa foi realizada a busca pelo maior número possível de informações que abrangessem a compreensão e assimilação do conceito NZEB, a real função do artefato a ser criado, planejar as fases de seu desenvolvimento, entender seu desempenho e compreender a necessidade de criar um artefato.

Para a revisão da literatura a pesquisa foi realizada em língua inglesa, nas bases Scopus e Science Direct, com uso dos construtos net zero energy, NZEB, existing building, methodology e method, ligados por AND. A primeira análise foi realizada a partir da leitura dos títulos, a segunda etapa de análise consistiu na leitura do resumo, metodologia e resultados de cada artigo ao final foram selecionados 11 artigos e 2 manuais técnicos, por terem suas pesquisas realizadas em construções existentes, trazerem alguma sequência de etapas detalhadas consideradas metodologia ou informações relevantes sobre

metodologias já existentes. E assim, os 13 métodos foram utilizados como base para o desenvolvimento de um novo método (Quadro 1).

Quadro 1 – Resumos dos métodos

Método	Título	Autores	Proposição
1	*A Digital-Twin Evaluation of Net Zero Energy Building for Existing Buildings*	Kaewunruen, Rungskunroch e Welsh (2018)	Avalia a viabilidade técnica e financeira para transformar edificações já existentes em *NZEB*, a partir de Modelagem da Informação da Construção.
2	*A methodology for economic efficent design of Net Zero Energy Buildings*	Kapsalaki, Leal e Santamouris (2012)	Auxilia na escolha de melhores soluções *NZEB* levando em consideração o menor custo de vida e/ou menor custo inicial, considerando clima, recursos energéticos e condições econômicas.
3	*Reinventing existing buildings: Eight steps to Net Zero Energy*	Carmichael e Managan (2013)	Apresentação de um método de *retrofit NZEB* com considerações em cada item do processo.
4	*Integration of renewable energy to convert university comercial buildings to Net-Zero Energy Buildings*	Kaparaju et al. (2018)	Apresenta a viabilidade de conversão de 3 prédios universitários comparado com um prédio já operante em *NZEB*.
5	*Achieving university campus sustainability with nearly zero energy building retrofits*	Fonseca et al. (2017)	Desenvolvimento de um plano de renovação de um campus universitário de acordo com a legislação.
6	*From high-energy demands to NZEB: the retrofit of a school in Catalonia, Spain*	Berardi et al. (2017)	Projeto de revitalização que atenda ao Código Nacional Espanhol.

7	Certificação *GBC* Brasil *Zero Energy*	*GBC Brasil* (2017)	Pré requisitos para certificação *GBC Zero Energy* de um edifício novo ou já construído.
8	*Cost-Optimal measures for renovation of existing school building towards NZEB*	Mora et al. (2017)	Apresentação de um método para definir e comparar as diferentes medidas de eficiência energética.
9	*NZEB target for existing buildings: case study of historical educational building in Mediterranean climate*	Ascione et al. (2017)	Aplicação de ferramentas de simulação dinâmicas para avaliar o desempenho energético de um departamento universitário.
10	*A new procedure of energy audit and cost analysis for the transformation of a school into a nearly zero-energy building*	Corrado et al. (2017)	Propõem um aprofundamento da fase de análise da auditoria energética, atendendo as diretrizes da norma EM 16247-1.
11	*Retrofit of an historical building toward NZEB*	Mora et al. (2015)	Apresentação de um estudo de caso de renovação de um centro histórico para atingir a classificação energética A.
12	*Multi-functional integrated system for energy retrofit of existing buildings: A solution towards NZEB standards*)	Aste et al. (2017)	Projeto de eficiência energética a partir da aplicação de um sistema de aquecimento de alto desempenho em conjunto a instalação de fontes de energias renováveis.
13	*Zero Energy project guide: A process for planning, designing, constructing, and operating your new net zero energy building*	*New buildings institute* (2017)	Apresentam uma sequência de passos para atingir o conceito NZEB em construções novas ou já construídas.

Na quarta etapa cada um dos métodos foi decomposto em forma de fluxogramas ilustrativos para elucidar a compreensão dos artefatos. A quinta etapa teve o objetivo de identificar os princípios e informações relevantes dos

métodos. Na etapa seguinte fez-se o uso dos artefatos analisados para o desenvolvimento do novo artefato. Com a formação da ideia concluída, o artefato pode ser estruturado, resultando em um novo método de transformação de construções existentes para NZEB, para solucionando problemas sustentáveis na construção civil.

O artefato foi avaliado por três especialistas: (i) Um dos autores do livro "Design Science Research: método de pesquisa para avanço da ciência e tecnologia"; (ii) Especialista em Zero Energy de uma empresa membro do GBC Brasil, que está a frente de importantes projetos autossuficientes em energia no Brasil; e (iii) Gerente de Projetos e Certificações na GBC Brasil, que trabalhou no desenvolvimento da ferramenta GBC Zero Energy. O artefato também foi avaliado por meio de uma aplicação prática em prédios universitários.

Os resultados alcançados são analisados e as aprendizagens adquiridas são apontadas, incluindo pontos fortes e fracos, durante todo o processo de pesquisa, gerando as conclusões da pesquisa e permitindo a generalização para uma classe de problemas e a comunicação dos resultados.

3. RESULTADOS

Depois de relatar os doze métodos e a certificação NZEB, foi então realizada uma análise comparativa entre todos os métodos. A partir disso, foram indicados pontos principais e comuns entre os métodos existentes para auxiliar na análise e estrutura do novo artefato. Pode-se concluir que todos os métodos possuem uma sequência de passos semelhante, iniciando pela coleta de dados, seguindo com medias de eficiência energética para a redução de demanda e escolha da fonte de energia renovável, passando pela análise de dados e por fim os resultados. Essa separação de etapas será levada em consideração para o desenvolvimento do novo método.

3.1 Construção do artefato

Foram construídas seis versões que foram melhoradas até a definição da do artefato final (Figura 2). Sendo a quinta versão do artefato, submetida a

avaliação dos especialistas e a versão final do artefato utilizada para aplicação prática.

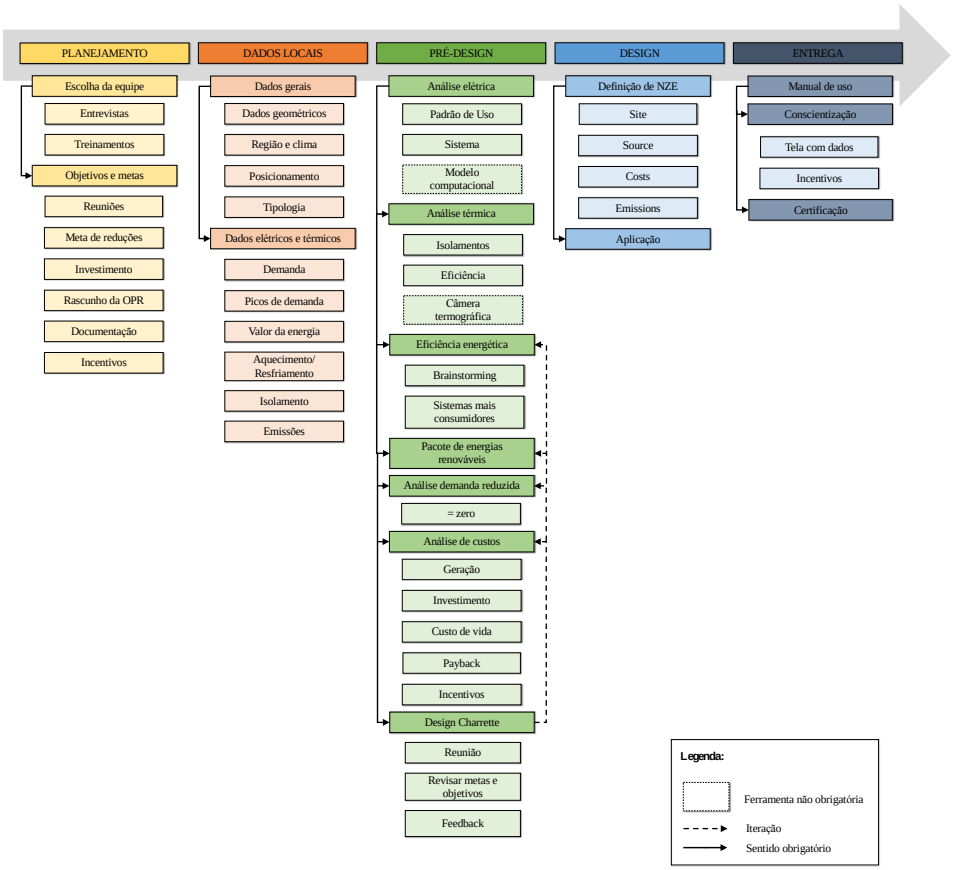


Figura 2 – Versão final do método

Em relação as etapas, a primeira trata do planejamento. Essa é importante pois engloba todos os elementos chave para o sucesso do projeto e deve ser realizada com antecedência. Nessa etapa deve ser escolhida a equipe e definidos os objetivos e metas do projeto. E etapa seguinte diz respeito aos dados locais, esses demostrarão as possibilidades de renovação que poderão ser aplicadas no projeto, todas as informações coletadas são importantes e válidas para o andamento e resultados.

Na etapa de pré-design são feitas todas as análises, resultando na possibilidade de apontar as possíveis medidas de eficiência energética e ainda selecionaras fontes de energias renováveis ideais. Com todas as modificações

de projeto definidas e custos calculados são realizadas as últimas definições para então executá-lo na etapa de design. Por fim a etapa de entrega é classificada como crítica no projeto, por conta do comportamento dos ocupantes em relação a utilização do sistema.

4. APLICAÇÃO DO MÉTODO

A aplicação prática do método foi realizada em prédios universitários localizados na área metropolitana de Porto Alegre na região sul do Brasil, em uma região predominante de clima temperado. O estudo foi conduzido conforme o método proposto pelos autores até a etapa de pré-design.

Na etapa de planejamento foi realizada definido que não seriam feitas reformas no envelope dos edifícios, os autores são a equipe do projeto. As metas definidas foram: (a) payback de 5 a 7 anos; (b) redução de 50% da energia em 5 anos. As análises foram feitas com auxilio do EnergyStar® Portfolio Manager e EDGE App. Foram selecionados dois prédios com tipologias diferentes, biblioteca e salas de aula com auditório, e os dados finais serão replicados para toda a Universidade. Os dados coletados estão diretamente relacionados aos dados de entrada dos softwares.

As simulações demonstram que o maior consumo, em ambos os prédios, provém do sistema de refrigeração, em função a região climática em que a Universidade está localizada, e deve ser prioridade nas medidas de eficiência energética. Para as medidas de eficiência energética foram utilizados software e brainstorming, com foco nos sistemas mais consumidores. Foi considerado o seguinte conjunto de medidas para os prédios: (i) Tinta refletora para telhas do telhado e paredes externas; (ii) Isolamento do telhado; (iii) Vidros de baixa emissividade; (iv) Ventilação natural para salas de aula; (v) Ventiladores de teto eficientes; (vi) Condicionadores de ar eficientes; (vii) Sensores de ocupação nos banheiros, nas salas de aula e nos corredores; (viii) Lâmpadas de baixo consumo de energia; (ix) Coletores solares para aquecimente de água.

Se todas as medidas apresentadas forem instaladas e utilizadas de forma correta e eficaz pelos usuários as reduções podem chegar a 50%. Esse valor foi

replicado para toda a Universidade, mas como os prédios possuem tipologias diferentes foi considerada uma redução de 40%, essa diminuição de consumo foi utilizada para a escolha da fonte de energia renovável. A preferência foi dada para a produção de energia solar fotovoltaica, por ser mais prática e mais rentável comparada as outras fontes. Consideramos geração 100% on site, com painéis de 330 W, ocupando 19905,60 m2. O payback do sistema se dará em aproximadamente 25 meses. Considerando as medidas de eficiência energética, a conscientização dos usuários, a instalação de painéis solares fotovoltaicos e que o sistema funcione como planejado, o projeto pode ser considerado para futuros planejamentos de atualização do campus.

5. CONCLUSÕES

Focado em construções já existentes, o projeto de uma construção NZEB deve envolver a diminuição da demanda elétrica a partir da maximização da eficiência energética e utilização de energia de fontes renováveis para a demanda remanescente. O objetivo geral de propor um método para transformar edificações já existentes em Net Zero Energy Buildings foi alcançado à medida que foram identificados e analisados métodos na literatura. Ainda, com foco em cumprir os objetivos iniciais foi realizada uma análise crítica e interativa entre os 13 métodos selecionados.

O novo método apresenta etapas mais claras, ferramentas praticas e obedece a uma sequência lógica, buscando respostas mais rápidas e evitando retrabalhos e gastos desnecessários durante o processo. Um modelo, que segundo os especialistas e resultados da aplicação prática, se encaixa no contexto da construção civil e poderá ser utilizado tanto por Engenheiros Civis quanto por outros profissionais que desejam transformar uma edificação já existente em NZEB de forma mais clara e eficiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASCIONE, Fabrizio et al. NZEB target for existing buildings: case study of historical educational building in Mediterranean climate. Energy Procedia 140. 2017.

ASTE, N. et al. Multi-functional Integrated System for Energy Retrofit of Existing Buildings: A Solution Towards nZEB Standards. Energy Procedia 105. 2017.

BERARDI, Umberto et al. From high-energy demands to nZEB: The retrofit of a school in Catalonia, Spain. Energy Procedia 140. 2017.

CARMICHAEL, Cara; MANAGAN, Katrina. Reinventing existing Buildings: Eight steps to net zero energy. Washington: Johnson Controls, Inc., 2013.

CORRADO, Vincenzo et al. A new procedure of energy audit and cost analysis for the transformation of a school into a nearly zero-energy building. Energy Procedia 140. 2017.

DRESCH, A.; LACERDA, D. P.; ANTUNES, J. A. V. J. Design Science Research: método de pesquisa para avanço da ciência e tecnologia. Porto Alegre: Bookman, 2015.

FONSECA, Paula et al. Achieving university campus sustainability with nearly zero energy building retrofits. In: ECEEE SUMMER STUDY, França. Proceedings. Eceee, 2017.

GBC Brasil. GBC Brasil Zero Energy. 2017.

IEA; UNEP. 2018 Global Status Report Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and construction sector. 2019.

KAEWUNRUEN, Sakdirat; RUNGSKUNROCH, Panrawee; WELSH, Joshua. A Digital-Twin Evaluation of Net Zero Energy Building for Existing Buildings. Sustainability. 2018.

KAPARAJU, Prasad et al. Integration of Renewable Energies to Convert University Commercial Buildings to Net-Zero Energy Buildings. 2018

KAPSALAKI, M.; LEAL, V.; SANTAMOURIS, M.. A methodology for economic efficient design of Net Zero Energy Buildings. Energy and Buildings. 2012.

MORA, T. dalla et al. Cost-Optimal measures for renovation of existing school buildings towards nZEB. Energy Procedia 140. 2017.

MORA, T. dalla et al. Retrofit of an historical building toward NZEB. Energy Procedia 78. Torino, Itália, 2015.

NEW BUILDINGS INSTITUTE. Zero Energy Project Guide: A process for planning, designing, constructing, and operating your new zero net energy building. New Buildings Institute. Portland. 2017.

TORCELLINI, P. et al. Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition. California: U.S. Department of Energy, 2006.

UNITED NATIONS. Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session. Paris: FCCC, 2016.

VETTORAZZI, E. et al. Optimization of the passive house concept for residential buildings in the South-Brazilian region. Energy and Buildings, 2021.

PROPOSIÇÕES PARA A CRIAÇÃO DE UM MERCADO REGIONAL DE INTERCÂMBIO DE ENERGIA ELÉTRICA NA AMÉRICA LATINA

Rebecca Maduro[1]; Virginia Parente[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Desde a virada do século, o Brasil vem incrementando suas operações de intercâmbio internacional de energia elétrica na América do Sul (MME, 2019). Além das trocas com o Paraguai através da Usina de Itaipu Binacional, outras operações de exportação e importação de energia vem ocorrendo, sendo direcionadas, particularmente, à Argentina e ao Uruguai. Estas operações costumam ser realizadas através de licitações (*pliegos*), nas quais as partes interessadas em exportar, as quais são, de modo geral, constituídas pelos geradores térmicos brasileiros que não atendem ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos geradores hidráulicos em momentos de vertimento turbinável. Tais parte podem participar desse câmbio energético uma vez que tenham cumprido os requisitos básicos do Manual de Exportação de Energia da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essas operações, entretanto, têm sido realizadas basicamente em caráter emergencial. Estima-se que se tais operações fossem mais constantes haveria um salto de eficiência energética da região com a passagem mais frequente de energias oriundas de regiões superavitárias para deficitárias, e com a otimização das distâncias das trocas energéticas. Neste contexto, o objetivo deste artigo é propor a criação de um mercado regional de intercâmbio de energia elétrica de sorte que as trocas energéticas na América Latina se deem com maior fluidez e que não se restrinjam apenas a momentos emergenciais. A metodologia parte na análise do arcabouço regulatório já existente no câmbio energético em circunstâncias de emergência, incorporando novos regramentos, a exemplo dos que existem em mercados mais integrados como os da Europa Ocidental. Os resultados preliminares indicam que a criação de um mercado regional de intercâmbio de

energia elétrica pressupõe: (i) o desenvolvimento de uma regulamentação para a utilização da infraestrutura de forma compartilhada; (ii) o fomento de acordos transacionais para intercâmbios energéticos entre os países membros; e (iii) o reforço no arcabouço jurídico-regulatório para fomentar investimentos voltados à ampliação da infraestrutura de transmissão existente para suportar o crescimento esperado no intercâmbio energético da região.

Palavras-chave: Comercialização de Energia; Intercâmbio de Energia; Eficiência Energética; Setor Elétrico Brasileiro; América Latina.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma interligação elétrica com outros países da América do Sul que ocorre por meio de sistemas de transmissão que operam apenas por necessidade de intercâmbio energético (EPE, 2014). As interligações do Brasil ocorrem com o Paraguai pela UHE Binacional Itaipu Acaray, com a Argentina por Garabi, Uruguai com Melo Rivera e Venezuela sistema Boa Visa-El Guri. Outras integrações também ocorrem na América do Sul, como por exemplo o sistema Argentino conectado ao Paraguai e Uruguai que também está conectado com o Chile e o Brasil. O sistema do Uruguai interconectado com o Brasil e Argentina permitiu a participação do Uruguai na UHE Binacional de Salto Grande com capacidade de 1980MW, compartilhada com a Argentina (EPE, 2018).

De acordo com Castro *et al* (2009), a interligação de sistemas fornece o apoio para a formação de um mercado elétrico regional capaz de promover benefícios que vão além do suprimento de energia para os membros participantes. Por exemplo, há um ganho de eficiência energética na região associado ao aumento da segurança energética pela diversificação de fontes de suprimento. Outro benefício decorrente do desenvolvimento de um mercado elétrico regional está relacionado ao desenvolvimento econômico regional pelo aproveitamento de sinergias como geração de emprego, renda e investimento.

O incremento no número de consumidores com o acesso à energia também representa um dos grandes benefícios associados a criação de um

mercado regional integrado. Esse aproveitamento de disponibilidade energética contribui tanto para a modicidade tarifária, quanto para a redução de custos e preços de energia.

Essa integração energética para um mercado regional na América do Sul pode acontecer pela promoção de acordos transnacionais para utilização dos aproveitamentos energéticos existentes ou a serem desenvolvidos para esta finalidade. Também pode ocorrer pela conexão existente entre os sistemas elétricos dos membros e a sua ampliação para atendimento a crescente demanda regional. Este mercado regional seria composto por países membros em posição de demandantes de energia, ofertantes e possivelmente membros em posições comerciais. O sucesso deste mercado também requer um planejamento coordenado dos fluxos energéticos entre os membros, além disso, a existência de uma estrutura jurídica comum que forneça a segurança necessária para a atração dos membros e investimentos (PDE2050, 2020).

2. TROCAS ENERGÉTICAS ENTRE PAISES DA AMERICA DO SUL

A existência de uma integração energética entre o Brasil e os países vizinhos da América do Sul através dos sistemas de transmissão existentes constituem um dos caminhos possíveis para o fomento de um mercado regional (EPE, 2018). A Tabela 1 resume as interligações do Brasil com os países vizinhos em termos energéticos.

Tabela 1 - Interligações em operação do Brasil em 2022

País	Interligação	Tensão (kV)	Capacidade (MW)	Observação
Paraguai	UHE Binacional Itaipu	500	14.000	Em operação
	Acaray	138	50	Desligada
Uruguai	Melo	500	500 (Melo)	Em operação
	Rivera	230	70 (Rivera)	
Argentina	Garabi	500	2200	Em operação
Venezuela	Boa Vista – El Guri	230	≈200	Em operação

Fonte: EPE, 2018.

Além das interligações envolvendo o Brasil, existem outros sistemas conectando os países da América do Sul. Um deles é o sistema Argentino, que se encontra conectado do Paraguaio e ao Uruguaio compartilhando aproveitamentos hidrelétricos. Há também o sistema do Equador conectado à Colômbia e Peru, além do sistema Colombiano conectado também ao Equador e Venezuela. Na Comunidade Andina de Nações (CAN), atualmente formada pela Bolívia, Colômbia, Equador e Peru, foi criada em 2002 a base legal para a comercialização de energia (OLADE, 2021). A Decisão nº 536 de 2002 aprovou o marco geral para a interconexão sub-regional de sistemas elétricos e intercâmbio intracomunitário de eletricidade, sendo posteriormente suspensa pelas Decisões nº 720, nº 757, nº 789, nº 811 e nº 815. A partir de 2017 a Decisão nº 816 passou a regular o chamado Mercado Regional Andino de Eletricidade de Curto Prazo (MAERCP), ainda sem implementação (CAN, 2022).

No ano de 2018, a EPE mapeou um conjunto de empreendimentos com a capacidade excedente capaz de viabilizar trocas energéticas entre os países da América do Sul. A Tabela 2 apresenta a relação destes projetos.

Tabela 2 - empreendimentos com a capacidade excedente capaz de viabilizar trocas energéticas entre os países da América do Sul

Usina Binacional	Potência (MW)	Rio	Países Envolvidos	Horizonte de Implantação	Observações
Aña Cuá	270	Paraná	Paraguai / Argentina	2025	Motorização do braço direito.
Ampliação de Yaciretá	465	Paraná	Paraguai / Argentina	2025	Aumento no número de unidades instaladas
Corpus Christi	2.880	Paraná	Paraguai / Argentina		Usina inventariada pela COMIP.
Itatí - Itacora	2.000	Paraná	Paraguai / Argentina	-	Contratação dos estudos de viabilidade programados para 2018.
Cachoeira	20	Apa	Paraguai / Brasil	-	Projeto identificado, mas sem perspectiva de desenvolvimento.
Garabi	1.150	Uruguai	Argentina / Brasil	-	Inventário Binacional. Os estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental foram executados parcialmente até o ano de 2015. Atualmente busca-se solução para a retomada destes estudos.
Panambi	1.050	Uruguai			
Guajará-mirim	3.000	Mamoré	Bolívia / Brasil	-	Potencial a se confirmar por Inventário Binacional em elaboração.
TOTAL	***10.835***				

Fonte: EPE, 2018

Naquele mesmo ano de 2018, também foi realizado um levantamento dos projetos para exportação e importação de energia com suas conexões internacionais. Tais projetos estão indicados na Tabela 3.

Tabela 3 - projetos para exportação e importação de energia com suas conexões internacionais

Projeto	Potência (MW)	Países Envolvidos	Horizonte de Implantação	Observações
Complexo Hidrelétrico na vertente Atlântica peruana	7.000	Peru, Brasil, Chile	Não definido	A energia poderia chegar ao Brasil por meio de linhas de transmissão ligando as usinas do complexo ao SIN, possivelmente pelo sistema que atualmente atende o Acre e Rondônia. Contudo, devido ao elevado potencial, uma série de reforços de grande porte no sistema de transmissão brasileiro necessitariam ser realizados para aproveitar os excedentes energéticos. Além desses reforços, seriam necessários cerca de 460-600 km de linhas de transmissão interligando as usinas ao SIN.
Complexos Hidrelétricos e Termelétricos	2.670-3870	Bolívia, Brasil, Argentina, Chile	2025	A energia chegaria aos destinos por meio de linhas de transmissão. Projeto pensado em venda de excedentes de energéticos.
Upper e Middle Mazaruni	4.500	Brasil, Guiana, Suriname, Guiana Francesa e Venezuela	Não definido	A energia chegaria aos destinos por meio de linhas de transmissão. Projeto pensado em venda de excedentes de energéticos. Reforços de grande porte no SIN seriam necessários para permitir o aproveitamento desse potencial pelo mercado brasileiro.
Arco Norte	1,500-3,000	Brasil, Guiana, Suriname, Guiana Francesa	2021-2035	A interconexão viabilizaria suprimento e segurança energética para os países do Arco Norte, além de permitir a exportação energética de importantes potenciais na Guiana. Reforços de grande porte no SIN seriam necessários para permitir o aproveitamento desse potencial pelo mercado brasileiro.
Interconexão	Em estudos	Argentina e Chile	Em estudo	CAF e o *Ministerio de Energía do Chile* iniciaram estudos de novas interconexões com a Argentina.
Interconexão	200	Chile e Peru	Em estudo	Estudos de Interconexão com Peru que indicam que uma linha com capacidade de até 200 MW traria ganhos econômicos para ambos os países

Fonte: EPE, 2018

Outro importante aspecto também indicado pela EPE em 2018, se refere à diferença de frequência existente na operação entre alguns dos sistemas elétricos regionais da América do Sul. Tal diferença de frequências requer a utilização de subestações conversoras que representam custos significativos de implantação e que podem impactar na decisão de investimento. Por outro lado, a possibilidade de conexão via subestações conversoras beneficia estes sistemas pelo isolamento elétrico de suas redes, prevenindo a propagação de perturbações entre os países e o controle sobre futuros intercâmbios de comercialização de energia. Entretanto, existe nem todos os países da América Latina trabalham com os mesmos parâmetros na oferta de energia elétrica conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Diferença de parâmetros na oferta de energia elétrica em países da América Latina
Fonte: EPE, 2018.

3. IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

No Brasil, a Portaria do Ministério de Minas e Energia MME nº 418, de 19.11.2019 (PRT 418/19) estabeleceu as diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai. Tal energia deverá ser proveniente de usinas termoelétricas em operação comercial despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional Do Sistema Elétrico – ONS, disponíveis para atendimento ao Sistema Interligado Nacional – SIN e não despachadas por ordem de mérito nem por garantia de suprimento energético.

O agente comercializador interessado em importar e/ou exportar energia elétrica por meio do sistema de transmissão no Sistema Interligado Nacional deverá solicitar autorização ao Ministério de Minas e Energia – MME. A Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011, trata do procedimento para a apresentação do requerimento de autorização para importar ou exportar de energia elétrica.

Atualmente, o MME possui diretrizes para dois tipos de importação e exportação, com validade até 31 de dezembro de 2022. Esses tipos estão detalhados nas seguintes portarias:

(i) A Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018, estabelece as diretrizes para a importação de energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai; e

(ii) A Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019, estabelece as diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de usinas termoelétricas em operação comercial despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, disponíveis para atendimento ao Sistema Interligado Nacional e não despachadas por ordem de mérito nem por garantia de suprimento energético. Esta Portaria, alterada pela Portaria MME nº 87, de 9 de março de 2020, entrou em vigor na data de 20 de maio de 2020.

Os requerimentos para autorizar a importação de energia elétrica, nos termos da Portaria MME nº 339/2018, e/ou a exportação de energia elétrica, nos termos da Portaria MME nº 418/2019, devem ser encaminhados à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, do MME, acompanhados dos documentos e informações exigidos na Portaria MME nº 596/2011. Uma vez concluída a instrução processual, o MME publica no Diário Oficial da União a Portaria de autorização do agente comercializador para importar e/ou exportar energia elétrica.

O arcabouço jurídico regulatório vigente para trocas de energia elétrica entre países é constituído pelos seguintes regramentos:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996
- Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010
- Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011
- Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018
- Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019

- Manual para operacionalização da exportação prevista na Portaria MME nº 418/19 – período de contingência Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE Maio/2021 Versão: 2.0
- Regulamento Internacional de Operação ONS / *Administración del Mercado Eléctrico – ADME*

Mais recentemente, a Consulta Pública nº 020/22, aberta em 04/05/2022, busca aprovação das Regras e dos Procedimentos de Comercialização relacionadas à Portaria nº 418, de 19 de novembro de 2019, do Ministério de Minas e Energia. Essa Portaria estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de usinas termelétricas.

4. INTERCÂMBIOS ENERGÉTICOS ENTRE OS PAÍSES MEMBROS DA UNIÃO EUROPEIA

Em dezembro de 2019, por meio do Pacto Ecológico Europeu, a Comissão Europeia apresentou um plano de ação para impulsionar o uso eficiente de recursos, propondo uma mudança para uma economia sustentável e circular, restaurando a biodiversidade e reduzindo a poluição. Por meio deste Pacto, a União Europeia busca a neutralidade quanto às emissões de gases de efeito estufa no ano de 2050.

A base legal para o alcance desta neutralidade climática foi dada pela Lei Europeia do Clima, que visa garantir que todas as políticas da União Europeia contribuam para a neutralidade de carbono em 2050 e que todos os setores da economia e da sociedade desempenhem o seu papel (EC, 2019).

A partir do Pacto, várias propostas foram adotadas pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho Europeu buscando fomentar um mercado interno de eletricidade promovendo a segurança energética regional, conforme a seguir:

- Regulamento (UE) 2019/942, de 5 de junho de 2019, que cria uma Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores de Energia;

- Regulamento (UE) 2019/943 de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade;
- Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho de 2019, relativa às regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

Além das propostas apresentadas, a Comissão Europeia elegeu como prioridade a infraestrutura energética, buscando desenvolver uma rede energética europeia integrada, com corredores prioritários para o transporte de eletricidade, gás e petróleo. A base jurídica foi o Regulamento n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho sobre diretrizes para infraestruturas energéticas transeuropeias. A partir de então, a Comissão Europeia passou a adotar uma lista de projetos-chave de infraestrutura energética chamados de Projetos de Interesse Comum (PCI).

A lista de Projetos de Interesse Comum é composta por projetos que são considerados significativos para pelo menos dois Estados-Membros da União Europeia, contribuem para a integração do mercado energético e promovem a concorrência, aumentam a segurança do suprimento de energia e reduzem as emissões de dióxido de carbono (EUROLEX, 2011). A melhoria das infraestruturas existentes também constou da Estratégia de Segurança Energética da União Europeia, sendo a implementação do mercado interno de energia e a construção de ligações de infraestrutura uma das áreas prioritárias de ação pela União Europeia. (EUROLEX, 2011).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados da análise do arcabouço jurídico-regulatório existente bem como do potencial energético da América Latina indicam que criação de um mercado regional para intercâmbios energéticos na região exige um alinhamento entre os objetivos de segurança energética dos países membros bem como uma harmonização de suas normativas. Muito embora existam diferenças entre os países membros no que tange as características da oferta

energética e de suas normativas, tal harmonização é possível e deverá ser benéfica aos países da região.

Neste sentido, é preciso um trabalho de harmonização de sorte que a política climática dos países membros seja coerente com os objetivos de segurança energética adotados individualmente. Além disto, é fundamental a estruturação de um arcabouço legal e regulatório comum que assegure igualdade de condições aos membros e permita a concorrência tanto na oferta quanto na demanda dos insumos energéticos. Tal concorrência deve se estender também ao acesso a distintas tecnologias e aos recursos financeiros que contribuam para a ampliação da infraestrutura que viabilize os câmbios energéticos entre os países membros.

Certamente o desenvolvimento de políticas voltadas para atração de investimento privado, buscando complementar recursos públicos para o fomento de projetos de interesse comum dos países do continente, poderá permitir um efeito de alavancagem na alocação de recursos na cadeia energética regional.

Por fim, vale destacar que a cooperação energética neste mercado regional siga aderente aos princípios basilares de respeito aos Direitos Humanos, a Democracia e o Estado Democrático de Direito. Assim, sendo ela se constituirá num poderoso instrumento de promoção do desenvolvimento social e econômico contribuindo para a erradicação da pobreza energética entre os países do continente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. ANEEL. Resolução normativa nº 783 de 26 de setembro de 2017. Estabelece os critérios e procedimentos para controle dos contratos de comercialização de energia elétrica. 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.CCEE. Disponível em: www.ccee.org.br Acesso em março de 2020.

CASTRO, N.J.; ROSENTAL, R.; GOMES, V.J.F. A Integração do Setor Elétrico na América do Sul: Características e Benefícios. Textos de Discussão do Setor Elétrico, n. 10. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2009.

COMUNIDADE ANDINA DE NAÇÕES.CAN. Interconexión Eléctrica – Comunidad Andina. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. EPE. Integração Energética na América do Sul: Aspectos conceituais e perspectivas. Rio de Janeiro, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. EPE. Panorama e Perspectivas sobre a Integração Energética Regional. Rio de Janeiro, 2018.

EUROLEX. The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders. 2011.

EUROPEAN COMISSION. EC. A European Green Deal. Priorities 2019-2024.2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. MME. Nota técnica nº 11/2019/CGDE/DMSE/SEE. Diretrizes para exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai.

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. OLADE. Panorama Energético de América Latina y el Caribe. 2021.

PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2050 / MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. BRASÍLIA: MME/EPE, 2020.

PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE FILMES FOTOVOLTAICOS ORGÂNICOS EM UM COMPLEXO UNIVERSITÁRIO

Thais Accioly

Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

Estudos e projetos relacionados à energia fotovoltaica têm ganho destaque na indústria energética. A grande maioria dos painéis instalados se baseia em módulos de silício cristalino, mas existem alternativas tecnológicas promissoras em termos de aplicação arquitetônicas ou impactos socioambientais. Nesse caso, células orgânicas merecem atenção. Este estudo busca avalia o uso de células orgânicas, além de seu funcionamento elétrico e químico, possíveis processos de fabricação, aplicabilidades e sua capacidade de redução de carga térmica dos ambientes, com foco em um estudo de caso de instalação no complexo universitário da UFRJ de Macaé. O estudo de caso foi realizado com o apoio de dois *softwares*, o Open Studio, onde foi possível simular a energia elétrica e térmica requerida pelo edifício, e o SAM, que permitiu o dimensionamento do sistema fotovoltaico orgânico no complexo universitário. Resultados indicam que os painéis fotovoltaicos orgânicos ainda apresentam valores de eficiência não competitivos em relação ao sistema fotovoltaico convencional. Mas, a revisão bibliográfica feita neste trabalho ressalta diversos estudos que indicam um futuro promissor para esta tecnologia.

Palavras-chave: OPV, Organic Photovoltaic; Simulação Energética; Dimensionamento Sistema Fotovoltaico.

ABSTRACT

Studies and projects related to photovoltaic are becoming increasingly relevant in the energy industry. The vast majority of installed panels are based on crystalline silicon modules, but there are promising technological alternatives in terms of architectural applications or socio-environmental impacts. In this case,

organic cells deserve attention. This study aims to evaluate the use of organic cells, in addition to their electrical and chemical functioning, possible manufacturing processes, applicability and their ability to reduce the thermal load of buildings, focusing on a case study of installation in the UFRJ university complex of Macaé. The case study was carried out with the support of two software, Open Studio, where the electrical and thermal energy required by the building were simulated, and SAM, which allowed the design of the organic photovoltaic system in the university complex. Findings indicate that organic photovoltaic panels still have non-competitive efficiency values compared to conventional photovoltaic systems. However, the literature review carried out in this work highlights several studies that indicate a promising future for this technology.

Keywords: OPV, Organic Photovoltaic; Energy Simulation; Photovoltaic System Dimensioning.

1. INTRODUÇÃO

É notável o potencial ainda não explorado para aproveitamento energético do recurso solar no Brasil, com valores médios anuais de 1300 a 1500 kWh/kWp (VIANA, RU, et al., 2011). Atualmente a fabricação e comercialização de placas fotovoltaicas no mundo é concentrada na China, com preços muito abaixo do restante do mercado mundial, afetando possíveis inovações (HART, 2020). Ademais, entre os vários tipos de módulos de células solares que são produzidas, as células de silício mono- e poli-cristalino representam 90% da produção total chinesa (HUANG, ZHAO, *et al.*, 2017). Apesar de serem tecnologias com impactos ambientais relativamente na etapa de operação, quando se trata do seu processo de fabricação, existe uma carga ambiental que não é desprezível. De acordo com (HUANG, ZHAO, *et al.*, 2017), entre os impactos ambientas mais agravantes, destacam-se as emissões de CO_2 durante a fabricação e processamento das células fotovoltaicas; a possível intoxicação humana acarretada pelo contado com metais pesados envolvidos no processamento das células e montagem dos módulos; o esgotamento dos

combustíveis fósseis, carvão e óleo, que são usados como matérias primas para a geração de energia elétrica durante a fabricação; e mesmo a demanda por materiais desses módulos.

Assim, para prevenir os impactos supracitados, uma opção interessante é a substituição dos materiais utilizados, por outros de natureza ecológica (HUANG, ZHAO, *et al.*, 2017). Esta medida já vem sendo estudada e difundida nos últimos anos, o que deu origem ao desenvolvimento dos Filmes Fotovoltaicos Orgânicos, comumente chamados de OPV. Os principais benefícios dessa nova tecnologia são (OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, [S.d.]): fabricação de menor custo e demanda energética, uma vez que os materiais orgânicos permitem um processo de fabricação chamado roll-to-roll, onde as células são compactadas em um rolo; as matérias-primas utilizadas para a produção são encontradas em abundância, o que pode diminuir ainda mais o custo de manufatura; e os filmes contam com substratos flexíveis o que permite que sejam instalados em uma ampla gama de superfícies.

Com o propósito de estudar a viabilidade técnica dessa nova tecnologia promissora, os Filmes Fotovoltaicos Orgânicos, OPV, este trabalho escolheu o complexo universitário de Engenharia da UFRJ-Macaé para o estudo de caso. O presente artigo tem a seguinte estrutura: a segunda seção descreve a tecnologia OPV; a terceira trata da metodologia utilizada para o estudo de caso, explicando os dimensionamentos da carga térmica e elétrica e do sistema OPV. A quarta seção apresenta os resultados, e a quinta seção conclui o artigo.

2. FILMES FOTOVOLTAICOS ORGÂNICOS

A tecnologia fotovoltaica orgânica tem se destacado na indústria solar sustentável, principalmente nos últimos 30 anos. À medida que foram desenvolvidos novos materiais e otimizados processos de fabricação, houve crescente entendimento do funcionamento físico do produto. Há ainda a evolução na eficiência de conversão energética das células OPV, chegando a até 17,6 % quando desenvolvidas em ambientes controlados, como laboratórios,

de acordo com alguns estudos como (CUI, YAO, *et al.*, 2019). Embora várias outras tecnologias fotovoltaicas apresentem eficiências muito mais elevadas, o OPV destaca-se por sua fabricação de baixo custo e de baixa temperatura, transporte simplificado, materiais baratos, leves e de baixa toxicidade e impacto ambiental quase desprezível. Ademais, os filmes flexíveis orgânicos permitem que haja geração de energia elétrica em qualquer tipo de superfície, desde claraboias, fachadas de edifícios e veículos e mobiliário urbano. Como o material é personalizável tanto em tamanho, como forma e cor, trazendo um aspecto semitransparente, isso torna a instalação muito mais fácil, podendo ser incorporada até por laminação padrão em vidro (MORSE, HARDING, et al., 2017). Essas características tornam o OPV uma tecnologia muito mais amigável ao *design* dos edifícios, atendendo melhor a demandas funcionais e exigidas por *designers* e arquitetos, do que as placas solares convencionais, que necessitam de suportes e avaliação estruturais para que possam ser instalados (BERNY, BLOUIN, *et al.*, 2015).

Finamente, as células fotovoltaicas orgânicas não apresentam queda de desempenho em ambientes de baixa incidência luminosa e quando expostas a altas temperaturas. Nesse caso, até podem ter aumento de sua eficiência (MORSE, HARDING, et al., 2017). A isto se soma o conforto térmico que é proporcionado aos ambientes por bloqueio das luzes ultravioleta e infravermelha, reduzindo o aumento térmico, mas mantendo a passagem de luz.

Assim como as células de silício convencionais, as células fotovoltaicas orgânicas têm a função de absorver a luz sol e transformá-la em corrente elétrica. A Figura 1 ilustra a configuração do OPV.

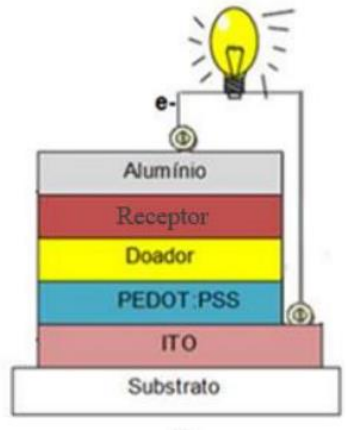


Figura 1 – Principal configuração de dispositivos fotovoltaicos: morfologia em bicamada

Fonte: (COSTA, 2014)

Tipicamente, as camadas sobrepostas envolvidas apresentam espessuras na ordem de 100 nm. Basicamente, as células são compostas, pela(s) camada(s) ativa(s) posicionadas entre dois eletrodos sendo um negativo e o outro positivo e todas essas sendo colocadas sobre um substrato transparente de vidro ou plástico isolador, comumente politereftalato de etileno – PET (ABDULRAZZAQ, SAINI, *et al.*, 2013). O eletrodo permite que cargas elétricas fluam para o circuito externo comumente formado por uma camada de óxido de índico e estanho (ITO), sobreposto por outra camada de um polímero condutor dopado (PEDOT) com ácido poliestireno sulfônico (PSS). Ambas as camadas PEDOT:PSS e ITO são responsáveis pela passagem de cargas elétricas, vindas da camada ativa para o circuito externo (COSTA, 2014). As células OPV têm sua camada absorvente constituída por semicondutores orgânicos, normalmente polímeros ou pequenas moléculas.

Os filmes orgânicos flexíveis se destacam por seus materiais e fabricação de baixo custo alinhados com a reduzida demanda energética para serem manufaturados em alta escala. A Figura 2 ilustra a comparação entre a demanda energética entre diferentes tecnologias fotovoltaicas (SØNDERGAARD, HÖSEL, *et al.*, 2012). Entre seus possíveis processamentos, destaca-se o roll-to-roll (R2R), em que um substrato flexível passa por rolos e as camadas são revestidas uma por uma, em suas respectivas etapas

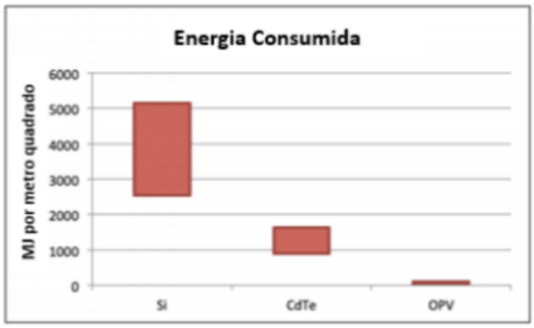


Figura 2 - Energia consumida por metro quadrado de painel solar produzido, com uma variação de valores dependendo do processo de fabricação utilizado. Fonte: (ORGIL, 2018)

3. METODOLOGIA

Este trabalho avaliou a operação de um sistema OPV em três edifícios universitários do Campus UFRJ-Macaé, que apresentam a mesma configuração arquitetônica e de uso. Com o intuito de definir o melhor dimensionamento possível, foi necessário determinar a carga térmica e elétrica requerida pelos espaços dos edifícios. Assim, foi simulado um projeto de eficiência energética para obter o comportamento da carga térmica e elétrica. A partir desta simulação, definiu-se a carga necessária para o condicionamento dos ambientes. Foram realizadas duas simulações diferentes: uma considerando as janelas com OPV e a outra somente com o vidro convencional, com a finalidade de comparar a diferença de carga demandada nos dois casos, uma vez que a utilização de filmes OPV garante bloqueio de radiação solar e raios ultravioleta. Em seguida, utiliza-se o valor obtido na simulação para dimensionar o sistema OPV.

3.1 Dimensionamento de Cargas Térmica e Elétrica

Para determinar as cargas requeridas pelo sistema, foram aplicados três *softwares* que se complementam: SketchUp 2019, OpenStudio 3.2.0 e EnergyPlus 9.5.0 (ver Figura 3).

Figura 3 – Fluxograma generalizado da simulação para determinação de carga térmica e elétrica. Fonte: Adaptado de (ALVES, 2020)

3.2 Dimensionamento do Sistema OPV

O *software* utilizado foi o SAM versão 2020.11.29 (SAM). Trata-se de um modelo computacional técnico-econômico, que foi projetado para auxiliar profissionais envolvidos na indústria de energia renovável a tomar as melhores decisões possíveis para projetos de dimensionamento de diversos tipos de fontes energéticas (HUANG, ZHAO, *et al.*, 2017). Foram realizadas três simulações, conforme implantações de filmes OPV em diferentes áreas do prédio: janelas, telhado e paredes externas.

3.2.1 Módulos

Como os módulos OPV apresentam perfil técnico diferente dos painéis fotovoltaicos disponíveis no SAM, escolheu-se no *software* um modelo de performance para os módulos em que o usuário define as especificações (área do módulo, temperatura nominal operacional, tensão de máxima potência, tensão de circuito aberto, corrente em curto-circuito e coeficientes de temperatura). Esses dados foram obtidos no catálogo do filme OPV Sunew Flex ™ 10, que possui o formato mais adaptável às janelas do edifício.

Tabela 1 – Especificações Técnicas Filme OPV. Baseado em: (SUNEW, 2020)

		Sunew Flex™ 10
Comprimento	[m]	1,30
Espessura	[mm]	0,4
Largura	[m]	0,53
Temperatura Nominal Operacional	[°C]	-40 até +85
Tensão de Máxima Potência	[V]	16,7

Tensão em Circuito Aberto	[V]	24,9
Corrente em Curto-Circuito	[mA]	1560,5
Coeficiente de Temperatura	[%]	0,35

3.2.2 Projeto do Sistema

O dimensionamento do sistema solar leva ao número de painéis tanto em série quanto em paralelo, considerando ainda a área disponível para a instalação. Logo, consideraram-se três possíveis cenários para implementação do OPV, que serão abordados nos próximos tópicos: os filmes OPV implantados em todas as janelas externas do edifício; os filmes OPV implantados na área útil do telhado; os filmes OPV implantados em toda a fachada do prédio incluindo as janelas e paredes externas.

4. RESULTADOS

4.1 Carga Energética Anual Requerida

Conforme as simulações realizadas, obteve-se uma demanda energética anual do edifício igual a 573.777 kWh, quando consideradas janelas com filmes OPV, e a 609.450 kWh para edifícios sem OPV (Tabela 2). Logo, o consumo energético reduz-se em 6% com uso de OPV.

Tabela 2 – Consumo Energético Anual do edifício considerando os cenários com e sem OPV

	Consumo Energético Anual em kWh	
	Com OPV	Sem OPV
Condicionamento Climático	422.341	458.014
Iluminação	132.978	132.978
Equipamentos Elétricos	18.458	18.458
Total	573.777	609.450

4.2 Capacidade de Geração Energética do Sistema OPV

A tabela 3 sumariza a capacidade de geração energética anual para cada caso simulado. A fim de maximizar a produção de energia elétrica do edifício,

deve-se combinar o segundo e terceiro casos, totalizando 4597 filmes OPV dispostos em toda a área externa do edifício, em outras palavras, no telhado, janelas e paredes externas. A capacidade de produção energética anual máxima desse sistema atinge 73206 kWh. No entanto, a geração média anual por filme OPV indica a menor geração energética, em comparação aos módulos de silício, pois uma placa de silício de 200 Wp seria capaz de produzir entre 24 a 40 kWh ao mês, ou uma geração anual de 288 a 480 kWh por painel de silício convencional, valores entre 26 a 43 vezes superiores aos encontrados nos casos 1° e 3° e de 12 a 20 vezes superiores ao encontrado no 2° caso.

Tabela 3 – Capacidade de geração energética anual para os 3 casos

	Inclinação dos Filmes	Quantidade de Filmes	Geração Energética Anual	Geração Energética Média Anual por Filme
1° caso: janelas	90°	520	5.802 kWh	11,16 kWh
2° caso: telhado	6°	1.843	42.655 kWh	23,14 kWh
3° caso: janelas e paredes externas	90°	2.754	30.551 kWh	11,09 kWh

4.3 Comparação entre geração e demanda energética

A capacidade de produção energética quando se combinam os casos 2 e 3 ainda não é capaz de cobrir a demanda energética do prédio de 573.777 kWh, em outras palavras, 12,7% da demanda é efetivamente gerada pelo sistema fotovoltaico do edifício (Tabela 4).

Tabela 4 – Cálculo de saldo Energético Fotovoltaico

Demanda Energética	573.777 kWh
Capacidade de Geração Energética	73.206 kWh
Saldo Energético	-500.571 kWh

De fato, a ainda reduzida eficiência (3,5%) dos filmes utilizados compromete a conversão energética, além de a instalação se dar em uma inclinação não favorável à captação de radiação solar.

4.4 Caso Extra: Usina de OPV para atender a demanda energética total

Com o intuito de estimar o dimensionamento de OPV que atenderia a demanda energética total, foi realizado um quarto caso em que se consideraram os filmes instalados no solo com suportes de inclinação de 30° e ângulo azimutal de 22°, simulando uma usina solar fora da edificação per se. Neste caso, foram usados os mesmos dados de localização e meteorologia, além do mesmo módulo utilizado em todos os casos até então, o filme OPV - Sunew Flew 10. Para alcançar a demanda não atendida de 500.571 kWh foram feitas iterações até chegar à quantidade ótima de 20.100 módulos e uma área coberta considerável de 10.452 m² de filmes OPV. Assim, a geração elétrica anual totalizou 501.469 kWh.

Logo, provavelmente, seria mais interessante que a complementação da demanda energética, na área externa do edifício, fosse alcançada com painéis de silício monocristalino. De fato, seria possível alcançar a demanda não atendida pelos filmes OPV (500.571 kWh) contando com uma quantidade consideravelmente inferior aos 20.100 módulos fotovoltaicos e 10.452 m² de área coberta.

5. CONCLUSÃO

Os resultados do estudo de caso realizado decorrem basicamente de uma inclinação não favorável para a captação da irradiação solar (90°) de módulos instalados nas janelas do edifício, além do fato de as células contarem com uma eficiência baixa (3,5%). Não obstante, é notável que o desenvolvimento tecnológico das células fotovoltaicas orgânicas apresenta perspectivas promissoras, já que já contam com eficiências bem interessantes, quando desenvolvidas em laboratórios em condições ótimas. Ademais, a possibilidade

de uso dessas células em projetos arquitetônicos visando reduzir a carga térmica de edificações revela nichos de aplicações muito promissores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDULRAZZAQ, O. A., SAINI, V., BOURDO, S., *et al.* "Organic solar cells: A review of materials, limitations, and possibilities for improvement", Particulate Science and Technology, v. 31, n. 5, p. 427–442, 2013. DOI: 10.1080/02726351.2013.769470.

BERNY, S., BLOUIN, N., DISTLER, A., *et al.* "Solar Trees: First Large-Scale Demonstration of Fully Solution Coated, Semitransparent, Flexible Organic Photovoltaic Modules", 2015. DOI: 10.1002/advs.201500342. Disponível em: www.advancedscience.com.

COSTA, C. "Novos Compostos Orgânicos Reticuláveis para Aplicações em Células Fotovoltaicas", 2014. .

CUI, Y., YAO, H., HONG, L., *et al.* "Organic photovoltaic cell with 17% efficiency and superior processability", 2019. DOI: 10.1093/nsr/nwz200. Disponível em: https://academic.oup.com/nsr/article/7/7/1239/5658453.

GRAHAM MORSE, RICHARD HARDING, AGNIESZKA PRON, NICOLAS BLOUIN, HANNAH BUERCKSTRUMMER, STEPHAN WIEDER, DAVID MUELLER, S. B. "Organic Photovoltaics in IoT, Architecture, and Wearables", 2017. Disponível em: https://www.sigmaaldrich.com/BR/pt/technical-documents/technical-article/materials-science-and-engineering/photovoltaics-and-solar-cells/organic-photovoltaic-applications-internet-of-things.

HART, D. M. "The Impact of China's Production Surge on Innovation in the Global Solar Photovoltaics Industry", Information Technology and Innovation Foundation, n. October, 2020. .

HUANG, B., ZHAO, J., CHAI, J., *et al.* "Environmental influence assessment of China's multi-crystalline silicon (multi-Si) photovoltaic modules considering

recycling process", Solar Energy, v. 143, n. October, p. 132–141, 2017. DOI: 10.1016/j.solener.2016.12.038. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.038.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. Organic Photovoltaics Research. [S.d.]. Disponível em: https://www.energy.gov/eere/solar/organic-photovoltaics-research. Acesso em: 25 jan. 2021.

ORGIL, K. "Comparison of Organic and Inorganic Solar Photovoltaic Systems", Journal of Materials Processing Technology, v. 1, n. 1, p. 1–8, 2018. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.cirp.2016.06.001%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.powtec.2016.12.055%0Ahttps://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.02.006%0Ahttps://doi.org/10.1016/j.matlet.2019.04.024%0Ahttps://doi.org/10.1016/j.matlet.2019.127252%0Ahttp://dx.doi.o.

SØNDERGAARD, R., HÖSEL, M., ANGMO, D., *et al.* "Roll-to-roll fabrication of polymer solar cells", Materials Today, v. 15, n. 1–2, p. 36–49, 2012. DOI: 10.1016/S1369-7021(12)70019-6. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/S1369-7021(12)70019-6.

SUNEW. "Especificações Técnicas", p. 6, 2020. Disponível em: https://sunew.com.br/blog/categoria-material/sobre-a-sunew/.

PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DA ESTRUTURA DE FORMAÇÃO DE PREÇO PARA O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA COM BASE NA OFERTA

Camila Capobiango Martins[1]; Marcelle Caroline Thimotheo de Brito[1]; Adriana Fiorotti Campos[2]

[1]Universidade Federal do Rio de Janeiro; [2]Universidade Federal do Espírito Santo

RESUMO

O setor elétrico brasileiro tem em sua história reformas importantes que não foram suficientes para adequar soluções que promovessem a sua sustentabilidade de forma integral. A estrutura do modelo atual ainda não consegue estabelecer condições financeiramente estáveis no enfretamento de crises hídricas e dos efeitos ocasionados pelas mudanças na composição de sua matriz energética. Portanto, o artigo proposto, descreve fatos históricos relevantes da evolução do marco regulatório brasileiro associado à formação de preços, inclusive em sua fase recente de modernização coordenada pelo MME, considerando exemplos internacionais na temática, e sugere mudanças na estrutura de formação de preços por oferta para o mercado brasileiro, por conseguinte, auxilia no aperfeiçoamento da indústria nacional de eletricidade.

Palavras-chave: Formação de Preços; Setor Elétrico; Planejamento Energético; Curto Prazo; Energia Elétrica; Mercado de Energia.

ABSTRACT

The Brazilian electric sector has in its history essential reforms that were not enough to adopt solutions that have integrally promoted its sustainability. The current model's structure is still unable to establish stable financial conditions in dealing with water crises and the effects caused by changes in the composition of its energy matrix. Therefore, the proposed article describes relevant historical facts of the evolution of the Brazilian regulatory framework associated with energy pricing, including in its recent phase of modernization coordinated by the

MME, considering international examples on the subject, and suggests changes in the structure of energy pricing by the offer for the Brazilian market, therefore, helps to improve the national electricity industry.

Keywords: Pricing; Electric Sector; Energy Planning; Short Term; Electricity; Energy Market.

1. INTRODUÇÃO

A estrutura do modelo do mercado de energia no Brasil se desenvolve na medida em que consegue lidar com momentos de crises econômicas e climáticas, estabelecendo novas alternativas estruturais e conceituais estimulantes para alguma reforma no modelo regulatório setorial, quase instantânea. Isto é constatado, principalmente, quando se relembram os eventos relacionados às privatizações no Setor Elétrico e à reestruturação institucional dos agentes, ambas ocorridas nos anos 1990.

O cenário atual se difere do passado, pois as mudanças regulatórias em implantação tratam da liberação do mercado, seguindo a proposta de Modernização promovida pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Neste contexto, estudos e desenvolvimentos sobre mecanismos de formação de preços se destacam. Várias questões necessitam ser ainda aprofundadas para se desenhar uma evolução consistente, sem ampliar as dificuldades já identificadas na estrutura de precificação no mercado de energia do Brasil.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou de um modelo clássico de curto prazo para um modelo de contratos de longo prazo, dado os leilões de energia. Assim, o mercado atacadista brasileiro priorizou a estrutura de formação de preço pelo custo da energia armazenada. Atualmente, a situação da matriz energética tendencia uma oportunidade maior de oferta de geração à operação e ao planejamento do Sistema Interligado de Nacional (SIN), seja conectada à Rede Básica (RB) ou como Geração Distribuída (GD) e, potencialmente, uma melhor condição para o estabelecimento da formação de preço concatenada a esta oferta.

Os efeitos da transição energética ainda não foram suficientes para modificar a característica principal do SIN. A hidreletricidade detém a maior participação na matriz eletroenergética brasileira, equivalente a 108.836 MW (ONS, 2022) de capacidade instalada de geração centralizada e representa 58% da matriz energética brasileira (MME/EPE, 2022). Todavia, nuances desta transição, aliada à personalização dos serviços aos consumidores, trazem desafios à qualidade do fornecimento da energia e à instrução de atos regulatórios que favoreçam novos negócios com a eletricidade. Nesse sentido, a proposta apresentada neste trabalho é de uma estrutura de modelo de formação de preço de energia a partir de ofertas (despacho "por preços") limitadas aos custos estimados centralizadamente (despacho "por custos").

2. MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL

Inicialmente, deve-se salientar que é importante entender o funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro para evoluir no aprimoramento do "Modelo Institucional do Setor Elétrico" sem deixar de assegurar: (i) a segurança do suprimento de energia elétrica; (ii) a modicidade tarifária dos serviços; e (iii) a inclusão social através dos programas de universalização do atendimento (MME, 2003).

A expansão do SIN deve levar em conta a questão da modicidade tarifária. Sendo assim, o equilíbrio, ou a tentativa de equilíbrio, em mitigar os efeitos negativos deste embate, veio da instituição de um formato de contratação obrigatória, antecipada e integral da demanda projetada dos distribuidores de energia convivendo com uma parcela de livre contratação "especial" voltada para grandes clientes. Desta forma, o mercado de energia no Brasil foi dividido em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) (BRASIL, 2004b), sendo o mecanismo de ajuste das diferenças conhecido como Mercado de Curto Prazo (MCP). O MCP funciona para que se ajuste a compensação das diferenças na liquidação dos contratos sob controle da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (BRASIL, 2004a).

A formação de preço no mercado de curto prazo, conhecida como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), atualmente é realizada através de despacho por custo oriunda da operação definida por um operador central (ONS), visando o atendimento da demanda ao menor custo possível. Para isso, o ONS conta com o apoio de modelos computacionais para otimizar o uso dos recursos de geração para refletir o menor custo. Assim, o preço com base no custo marginal da operação (CMO) do sistema respeita limites mínimos e máximos definidos pela Aneel.

Basicamente, o ACR é composto por contratos negociados em leilões estabelecidos de acordo com as necessidades identificadas de suprimento à demanda e à segurança da operação do SIN, sendo o critério de contratação utilizado nesses certames o de ordem crescente de preço unitário (R$/MWh) até o alcance integral do montante licitado. As distribuidoras (representando os consumidores cativos) compram de geradores com a interveniência da Aneel.

O ACL é composto por contratos bilaterais negociados livremente entre as partes interessadas (consumidores livres, geradores, produtores independentes, autoprodutores e comercializadores). Toda a estrutura de contratos é estabelecida conforme preços de leilões (ACR), contratos bilaterais, PLD, estudos de planejamento energético pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e instruções regulatórias instituídas pela Aneel e MME. É a partir de relatórios técnicos tais como: o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e Plano Nacional de Energia (PNE), que a expansão no ACR é definida e, em alguma medida, o ACL também. Isto acontece porque o mercado livre tem, ainda, sua oportunidade de negócio quando, no curto prazo, o estabelecido no ACR não é suficiente para suprir a demanda. A Figura 1 mostra um esquema resumo dos ambientes de contratação.

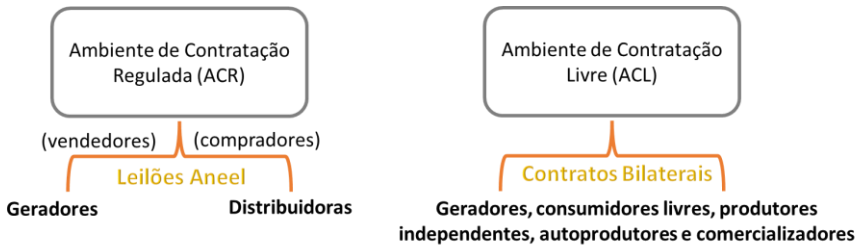


Figura 1 – Ambientes de Comercialização no Mercado Brasileiro

3. ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE PREÇO NO BRASIL POR OFERTA

Diversos estudos acadêmicos defendem percepções e propostas direcionadas à inserção de esquema de formação de preço baseado na oferta, como demonstrado em Viana (2018), Moreira (2016), Silva (2009), Simba (2005) e Oliveira (2003). No Relatório do Grupo Temático Mecanismos de Formação de Preços publicado em julho de 2019 (MME, 2019) dá-se destaque às ações de modernização promovidas pelo MME, onde é levantada uma série de questões que devem ser ainda aprofundadas para a implantação da estrutura de oferta de preço no Brasil.

Sem entrar no mérito de discussão sobre o novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro, a proposição de um desenho de formação de preço de energia a partir das ofertas (preço e quantidade consumida/gerada) dos agentes, tanto os consumidores quanto os geradores no âmbito da comercialização de energia, é no intuito de aprimorar a discussão sobre qual seria a forma mais adequada de modelo de formação de preços no Brasil.

Ponto relevante a ser considerado é a transição do modelo atual baseado em custo para a referida lógica de oferta, como ressaltado em Viana (2018) e Moreira (2016). A complexidade de implantação de mudanças regulatórias desse tipo advém do impacto financeiro a vários agentes, em diferentes proporções. Assim, o monitoramento durante o período de transição deve ser estreitamente executado pelas instituições do setor elétrico para que se antevejam riscos e o objetivo principal seja atingido.

Segundo Viana (2018), a dinâmica de oferta de energia elétrica envolve aspectos relacionados a: Mercado do Dia Seguinte e Intradiário; Mercado em

Tempo Real; Bolsa de Energia; Operador Único; Balcões Organizados; Separação de Lastro e Energia; Mercado 100% Livre e Competição no Varejo; Mercado de Capacidade; Período de Transição e Operação Sombra do Mercado; e Mercado de Derivativos de Energia. Adiciona-se a isto, o mecanismo de oferta de preço por geradores hidrelétricos quando há usinas em cascatas com proprietários diferentes.

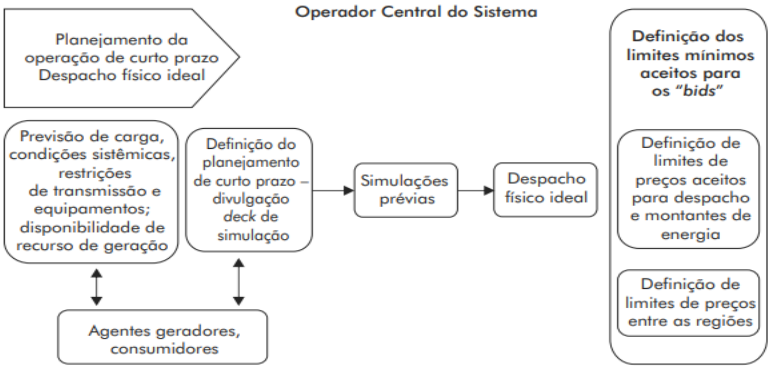


Figura 2 – Fluxograma do Despacho Físico Ideal Determinado pelo Operador

Nesse caso, o potencial controle do mercado dado pela localização estratégica ou possibilidade de detenção da água é uma questão que não pode ser desconsiderada porque pode representar uma vantagem locacional devido a existência de restrições na transmissão, limites de preços entre as regiões e limitações de negociação para os consumidores. Observa-se que essas diferenças poderiam ser sanadas através de um Mercado de Compensação.

O despacho dos geradores tem a parte física e a parte comercial. A parte física do SIN vai determinar a condição sistêmica da operação. Por conseguinte, esta parcela orientará a oferta dos geradores e consumidores, e determinará as operações mercantis de curto e curtíssimo prazos. Estas operações se concentram no Mercado do Dia Seguinte, Intradiário e em Tempo Real, e estabelecem o funcionamento do Mercado de Curto Prazo.

Neste contexto, como apresentado em Campos, Brito e Martins (2021), o Mercado de Curto Prazo deve seguir as etapas de planejamento da operação

imprescindíveis à manutenção da confiabilidade do despacho físico e à oportunidade de competição entre os agentes (geradores e consumo). Portanto, rito de funcionamento do planejamento deve ser coordenado pelo Operador, que terá a função de validador das operações comerciais (Figura 2).

3.1. Funcionamento do Planejamento da Operação com Ofertas

O planejamento do despacho seguro (Figura 2) do dia seguinte tem como ponto de partida que as definições dos montantes em MW deverão estar disponíveis, assim como, os requisitos. Em seguida, é determinado o custo da operação e os preços *spots day ahead* (d+1) através da execução do modelo de otimização em base horária. Publica-se a informação ao mercado em d-1 (um dia anterior ao dia) sem ser permitido lances dos agentes, que deverá ser atualizada conforme o acompanhamento em tempo real do operador, sendo admitidas alterações pelos agentes até o d-2 (dois dias anterior ao dia).

As simulações prévias da configuração do despacho ofertado e demandado pelo operador deve ser realizada até às 10h do d-1. Isto valida a operação eletroenergética otimizada coordenada pelo operador, definindo o menor custo e assegurando o suprimento da demanda de energia elétrica, ou seja, o despacho ideal.

Quando se defende um mercado por oferta, torna-se necessário precificar os insumos primários. Esses insumos incluem gás, água, vento, sol. No mercado brasileiro de energia não se precifica os recursos renováveis, tais como a água dos reservatórios. Os reservatórios são um importante mecanismo de modulação do mercado. Logo, é interessante estabelecer o "Valor da Água" (CAMPOS; BRITO; MARTINS, 2021) com referências de preços máximo e mínimo que serão considerados na admissão dos lances feitos por agentes hidrelétricos, cujos respectivos lastros devem ser definidos de acordo com as condições hidrológicas e capacidade de armazenamento, sem desconsiderar a validação eletrodinâmica do operador. Ainda, deve-se definir os custos marginais de operação entre os submercados para o estabelecimento de limites de preços regionais.

3.2. Avaliação do Despacho Eletroenergético

Esta é uma etapa exclusiva de responsabilidade do Operador e primordial para o correto funcionamento do mecanismo de oferta para a formação de preço. As ofertas de preços dos geradores deverão seguir uma sequência de etapas conforme Figura 3 (CAMPOS; BRITO; MARTINS, 2021).

Figura 3 – Papel do Operador no Mecanismo de Oferta e Formação de Preço

É interessante ressaltar que o Operador é ativo em todas as etapas de decisão do Mercado, sendo organizador da estrutura e o validador, liderando as ações parciais dos mercados adjacentes (Dia Seguinte, Intradiário e de Compensação).

O Mercado de Compensação proposto baseia-se no funcionamento do *Nord Pool*, em que os preços entre as regiões são definidos considerando-se os limites máximos e mínimos (NEMO COMMITTE, 2019). Isto é importante no sentido de blindar o poder de mercado de geradores localizados em regiões estratégicas e privilegiadas em relação aos demais agentes, constituindo um ambiente onde os agentes geradores devem negociar, a partir de contratos bilaterais, as obrigações necessárias em prol de benefícios sistêmicos, principalmente quanto a serviços ancilares. Note-se que esta exigência é

compensatória e mitiga os efeitos da potencial exposição oriunda do deslocamento da geração, uma condição necessária à operação do despacho eletroenergético, como se verifica nas discussões de Hochstetler, Moita e Monte (2017).

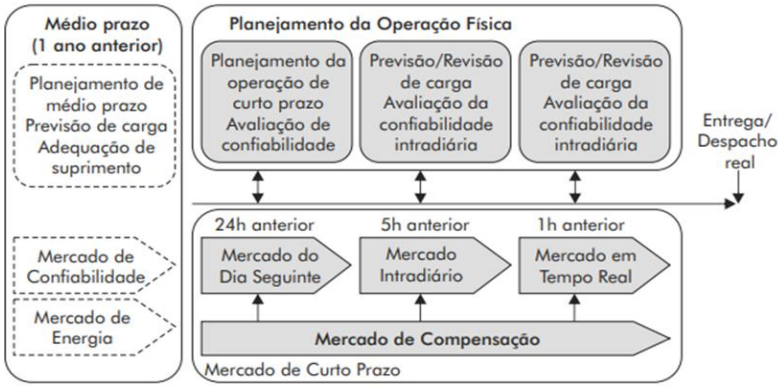


Figura 4 – Fluxograma dos Mercados Coordenados pelo Operador

No Mercado Intradiário, novos lances devem ocorrer por parte dos geradores e/ou pelos consumidores, correspondente a aplicação de um mecanismo de resposta da demanda diante das condições do Mercado do Dia Seguinte e o próprio Intradiário até cinco horas antes da hora do despacho. O funcionamento intradiário do mercado é de sobremaneira influenciado pela condição física do sistema (recursos e requisitos), verificada pela disponibilidade das usinas, variação da carga, lances, previsão das fontes variáveis, compensações firmadas, entre outros.

3.3. Funcionamento do Mecanismo da Oferta pelos Geradores

Os geradores são os protagonistas do mecanismo de oferta, pois representam ou representarão o maior volume de negociação, sendo mais sujeitos a riscos financeiros na busca do aumento da rentabilidade. Basicamente, toda a análise de risco do gerador deverá considerar na avaliação do benefício imediato e futuro da remuneração das usinas, os limites operativos estipulados pelo Operador, dentro dos índices de confiabilidade do

suprimento, e as variações das ofertas da concorrência. Ademais, deve ser previsto a possibilidade de penalidades no caso de não atendimento dos requisitos sistêmicos obrigatórios.

Neste ponto, a avaliação da confiabilidade do sistema para a definição das ofertas iniciais dos geradores, dá a noção antecipada das consequências e permite tratar o risco de execução do lance (*Bids*) e detectar manobras de mercado. Esse é um ponto importante para que geradores em localizações estratégicas não exerçam poder de mercado.

A oferta de preço de energia estabelece-se pela confirmação da programação dos montantes de geração modulados pela demanda e requisitos necessários durante a operação real. Nessa etapa, pode ser necessária interação entre os geradores, no Mercado de Compensação, para adequação da confiabilidade e eficiência do sistema. A interação entre os agentes é exposta de forma objetiva na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** (CAMPOS; BRITO; MARTINS, 2021) e mostra a formação de preço proposta.

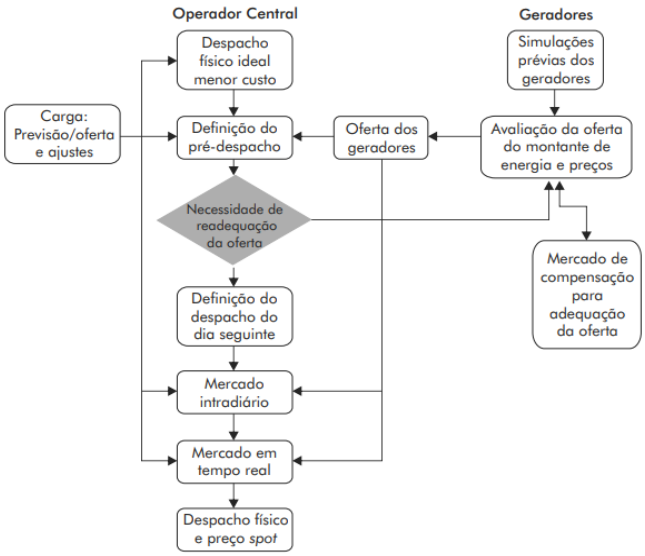


Figura 5 – Fluxograma da Interação dos Agentes no Mercado e com o Operador

Uma análise complementar, não menos importante, caracteriza-se pela análise contratual em parte estática e em parte bem dinâmica. Os instrumentos

contratuais contemplam os acordos bilaterais de compensação pelo requisito mínimo de validação da disponibilidade do recurso para a geração hidrelétrica, influenciada pelo benefício indireto em composições em cascata, com reservatórios de regularização, e rebatimentos na capacidade do armazenamento. Nesta proposta, frisa-se que o Operador Central faz o papel da CCEE, acumulando a contabilização e as liquidações contratuais, e do ONS.

4. CONCLUSÕES

A proposta deste trabalho se concentra na apresentação de uma opção de estrutura para a formação de preço *spot* no mercado atacadista brasileiro, em desenvolvimento de testes. Destaca-se que toda a explanação é pautada em um futuro marco regulatório e no vigente para o SEB, observando a necessidade de se estabelecer um período de transição robusto e adequado às mudanças. A viabilidade temporal do modelo proposto ainda está em teste na estrutura de otimização vigente. Isto é relevante para a aplicabilidade do mesmo e ajustes podem ser identificados a partir de uma “Operação Sombra”.

Em aspectos regulatórios, alterações do modelo devem ser regulamentadas de forma clara quanto a estabelecer os direitos e deveres dos agentes envolvidos. Os limites de oferta de geração devem assegurar a confiabilidade do sistema (lastro/capacidade) e os preços tetos mínimos e máximos usados para a admissão das ofertas dos agentes.

Portanto, esta sugestão de modelagem para a formação de preço por oferta traz novos subsídios ao desenvolvimento do mercado atacadista brasileiro, com eficiência e confiabilidade na operação do SIN. Nos aprimoramentos futuros dos estudos, pretende-se dar tratamento ao impacto da possibilidade de poder de mercado de alguns agentes, por ser antagônico à concorrência e a boas práticas de mercado; desenvolver a análise do risco envolvido na decisão de formação do preço do armazenamento de energia em novos arranjos de geração e avaliar os impactos da segregação do mercado em lastro e energia para o ACR e ACL.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004a. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2004/lei-10848-15-marco-2004-531234-normaatualizada-pl.html>. Acesso em: 19 mai. 2022.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004b. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2004/lei-10848-15-marco-2004-531234-normaatualizada-pl.html>. Acesso em: 19 mai. 2022.

CAMPOS, A. F.; BRITO, M. C. T.; MARTINS, C. C. Mercado atacadista de energia elétrica: formação de preço e contribuições para o aperfeiçoamento do setor, 2021.

HOCHSTETLER, R.; MOITA, R.; MONTE, D. Precificação de mercado: Sistema Coaseano de Compensação Dupla, 2017.

MME/EPE [Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética]. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Brasília/Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf>. Acesso em: 25 abr. 2022.

MME [Ministério de Minas e Energia]. Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, 2003. Disponível em: <https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24F0A728E-014F0AFEC6D67688>. Acesso em: 15 jan. 2021.

MME [Ministério de Minas e Energia]. Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/70268736>. Acesso em: 15 jan. 2021.

MOREIRA, L.C. Um novo mercado de energia elétrica para o Brasil, 2016.

NEMO COMMITTE [Nominated Electricity Market Operators Committee]. Euphemia public description: single price coupling algorithm. NEMO

Committee, 2019. Disponível em: <https://www.nordpool-group.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-description.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2019.

OLIVEIRA, A.M. Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica, 2003.

ONS [Operador Nacional do Sistema]. Programa mensal da operação, de abril de 2022. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 25 abr. 2022.

SILVA, F.S. Modelo de formação de preços para mercados integrados de curto prazo/bilateral/renovável/ancilar de energia elétrica utilizando a metodologia preço por oferta, 2009.

SIMBA, C.C.J. Despacho e formação de preços de energia elétrica através de leilões em sistemas predominantemente hidráulicos, 2005.

VIANA, A.G. Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil, 2018.

PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA GESTÃO ENERGÉTICA EM INSTALAÇÕES HOSPITALARES

Keren Tenório Soares[1]; Angelo Cesar Colombini[1]; Marcio Zamboti Fortes[1]

[1]*Universidade Federal Fluminense*

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo principal apresentar uma metodologia com diretrizes práticas e específicas de gestão energética de edifícios, em especial, de edifícios hospitalares. A metodologia proposta será apresentada de duas maneias diferentes, uma versão estática e outra dinâmica. A versão estática da metodologia detalha todos os passos e seus respectivos significados, com o intuito de apresentar uma visão geral das principais etapas para gestão energética de um edifício hospitalar. Tal estruturação foi feita com base nas pesquisas e publicações voltadas para esse assunto. Já a versão dinâmica traduz a versão estática em um modelo do Bizagi Modeler, um software de mapeamento de processos empresariais, versão 3.9.0.015, cujo intuito é facilitar a aplicação prática dessa metodologia no mercado de trabalho. Além disso, a fim de contribuir para a ampliação de implementação de ações que promovam redução do consumo de energia elétrica e um consequente cenário mundial mais sustentável, o presente trabalho apresentará uma proposta de classificação e priorização das ações de eficiência energética em comparação com outras. Serão apresentados fluxogramas dos diferentes processos de análise para priorização e quantificação de ações de eficientização energética em hospitais.

Palavras-chave: Eficiência Energética; Prédios Públicos; Unidades Hospitalares; Metodologia para Planejamento.

ABSTRACT

The main objective of this work is to present a methodology with more practical and specific guidelines for energy management in buildings, especially hospital

buildings. The proposed methodology will be presented in two different ways, a static version and a dynamic version. The static version of the methodology details all the steps and their respective meanings, in order to present an overview of the main steps for energy management in a hospital building. Such structuring was based on research and publications focused on this subject. The dynamic version translates the static version into a model of Bigagi Modeler, version 3.9.0.015, a business process mapping software, whose purpose is to facilitate the practical application of this methodology in the job market. In addition, in order to contribute to the expansion of the implementation of actions that promote a reduction in electricity consumption and a consequent more sustainable world scenario, the present work will present a proposal for classifying and prioritizing energy efficiency actions compared to others. Flowcharts of the different analysis processes will be presented for prioritization and quantification of energy efficiency actions in hospitals.

Keywords: Energy Efficiency; Public Buildings; Hospital Units; Methodology for Planning.

1. INTRODUÇÃO

Desde meados do século XX, mudanças dinâmicas, como a rápida urbanização e o crescimento da atividade produtiva, contribuíram para o desenvolvimento econômico e humano globais. No entanto, os meios para atingir esse *status* tiveram um custo vital para o meio ambiente (Magnus Bengtsson, 2015). A geração de energia é um processo natural que a sociedade utiliza desde os primórdios para se desenvolver e aprimorar sua qualidade de vida, entretanto, essa prática gera algumas preocupações, visto que os recursos utilizados para se gerar energia são em sua maioria, recursos finitos (Pérez-Lombard, 2008). O consumo de energia elétrica está diretamente ligado aos avanços tecnológicos, ao estilo de vida moderno e à globalização, visto que os pilares para atingir os principais objetivos dos projetos de sistemas energéticos são a Informação (dados) e a própria Energia (MME, 2022).

Segundo (Ministério de Minas e Energia, s.d.) e (SANTOS, 2006), a economia de Energia pode ser sustentada por três grandes pilares: a conservação de energia, a gestão da energia e a Eficiência Energética. Desse modo, a conservação da energia estaria mais voltada para os padrões e hábitos de consumo, a gestão da energia para a melhoria contínua do desempenho e das condições de fornecimento de energia e a eficiência energética seria a área cujo foco principal se daria pela substituição ou adequação tecnológica relacionada ao suprimento de energia.

(MME, 2022), por exemplo, afirma que para aproveitar as oportunidades de eficientização energética é preciso uma visão ajustada, tanto sobre o uso de fontes energéticas, quanto de importantes agentes envolvidos, por exemplo, o governo. Da mesma forma que a eficiência energética passou a ocupar um lugar importante na agenda de políticas públicas da maioria dos países desenvolvidos, precisa, também, estar presente nas agendas políticas dos demais países. Impactos benéficos de uma gestão governamental que inclui implementação de medidas de eficiência energética, são, por exemplo, a competitividade comercial, a competitividade industrial, a segurança energética e ambiental.

No Brasil, as políticas e ações para promover a Eficiência Energética, basicamente, ocorreram em resposta a episódios específicos de escassez de energia e se concentraram sobretudo, no consumo residencial. Entretanto, o setor de edificações, por exemplo, apresenta o maior potencial de eficiência energética (MME, 2022).

O documento (LETROBRAS/PROCEL, 2004), abrange orientações para a seleção e implementação de ações de eficiência energética, com o objetivo de reduzir em 30% o consumo de energia elétrica dos hospitais. Tal redução visa evitar desperdícios e economizar recursos financeiros, mas sem abrir mão do conforto que a eletricidade pode proporcionar. Já (Teke, 2014) afirma que os hospitais podem obter economias entre 20% e 40% do uso atual de energia com a implementação de ações de eficiência energética ao identificar oportunidades de economia de energia. Entretanto, tornar eficiente o consumo de energia nas unidades de saúde, por exemplo, é uma atividade complexa, já que um hospital

funciona 24 horas por dia, durante sete dias da semana. Além disso, a demanda de energia é muito elevada, pois, muitos equipamentos possuem alto consumo de energia.

Outras diferentes questões que podem ser apontadas são: a obtenção de financiamento, o longo prazo de reembolso, a escolha de uma solução ótima, a incompatibilidade de novas tecnologias com edifícios existentes, a falta de normas e diretrizes, o atendimento aos requisitos de segurança do paciente, o cumprimento das normas de saúde e a execução de coordenação interna e externa. Outro fator que também pode ser considerado como um dos obstáculos para a prática das diretrizes de economia de energia, seria a distribuição, em mais de uma dezena de instituições, da tarefa de planejar e implementar as ações de eficiência energética no país (Initiative, 2018). Por esses e outros motivos, a gestão de energia ganhou um papel fundamental na administração dos hospitais, tanto os da rede particular, quanto da rede pública.

Apesar do aumento do interesse, em diversos países, pela implementação de projetos voltados para economia de energia elétrica, especificamente em hospitais, no Brasil, não uma Metodologia Nacional de Gestão Energética completa, que abranja os critérios presentes nas resoluções ou normas voltadas para a eficientização de cada tipo de unidade consumidora. Existe uma publicação no site do Procel, referente a uma Metodologia de Conservação de Energia Elétrica para Hospitais, porém, o *script* apresentado, refere-se apenas aos procedimentos de análise da etapa de Diagnóstico Energético. Sendo assim, o presente artigo visa contribuir com o desenvolvimento de trabalhos relacionados a diretrizes sobre retrofit de unidades consumidoras, sejam elas dos mais variados perfis, favorecendo a disseminação de práticas sustentáveis nos diversos setores da sociedade.

A estrutura desse artigo é a seguinte: O capítulo 2 detalha a proposta de metodologia de gestão energética das instalações hospitalares, nas versões estática (em *draw.io*) e dinâmica (em *Bizagi Modeler*, versão 3.9.0.015 com linguagem BPMN 2.0). O capítulo 3 apresenta uma proposta de classificação e priorização de ações de eficientização energética, de acordo com o potencial de

economia de energia e com fatores financeiros. Tais diretrizes buscam considerar o bom senso de se respeitar requisitos técnicos de priorização de determinadas ações em detrimento de outras. Por fim, a quarta seção apresenta as conclusões.

2. METODOLOGIA PROPOSTA PARA GESTÃO ENERGÉTICA DE HOSPITAIS

Os esquemas que serão apresentados fazem parte de uma única solução que aborda principalmente as barreiras técnicas, culturais, financeiras, políticas, estruturais e de desinformação relacionadas à eficientização energética de edifícios hospitalares. Essa metodologia de gestão energética de instalações hospitalares tem a finalidade de orientar à seleção de medidas de *retrofit* e facilitar sua implementação. A figura 2.1 apresenta o fluxo genérico dos processos, contendo as cinco principais etapas de um projeto de eficientização energética de edifícios hospitalares;

Figura 2.1 – As cinco fases principais em um projeto de *eficientização energética* de um hospital (Autoria própria)

2.1 Versão Estática da Metodologia Proposta

A versão estática da Metodologia Proposta inclui um fluxograma sistemático geral, que detalha o fluxo do processo incluindo etapas de tomada de decisão, um subfluxograma, voltado para a tomada de decisão financeira e um

subfluxograma, voltado para a seleção e priorização das melhores ações de eficiência energética, do ponto de vista técnico e econômico, que será apresentado no capítulo três.

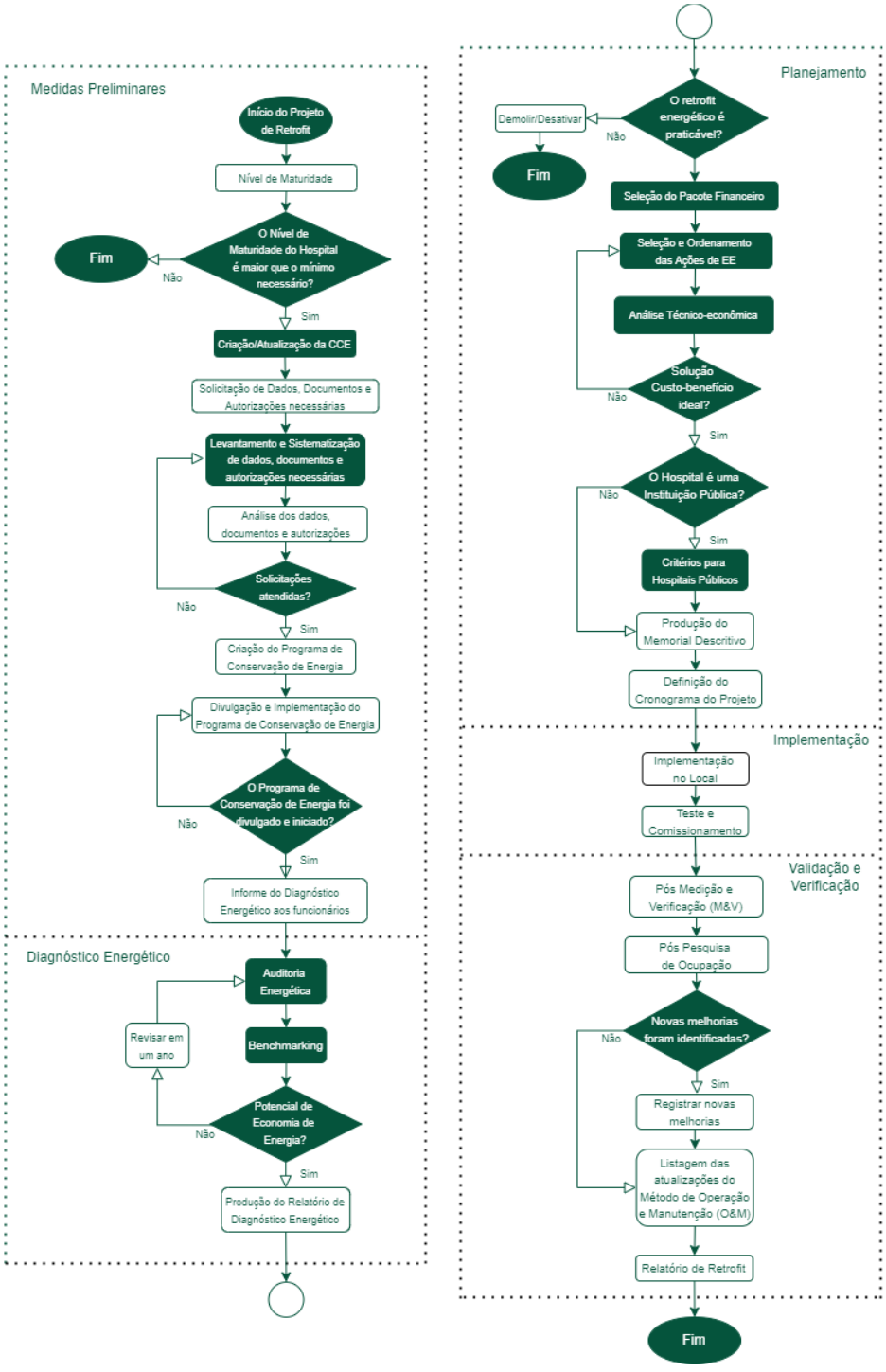


Figura 2.2 – Fluxograma da metodologia proposta

(Autoria própria)

A primeira etapa é denominada de Medidas Preliminares, visando objetivamente diagnosticar o nível de preparação que o hospital apresenta, sem deixar de permitir sua estruturação para a implementação de um projeto de eficientização energética. O nível de maturidade mínimo necessário deve refletir condições favoráveis para seguir em frente com o projeto de retrofit energético. Nessa etapa serão solicitados, pela ESCO, os dados, documentos e todas as autorizações necessárias à implantação do projeto de eficiência energética das instalações do hospital. Será também necessária a formação de uma Comissão de Conservação de Energia – CCE, antes mesmo de se tomar qualquer iniciativa ou ação visando à economia de energia. É conveniente que essa comissão seja constituída tanto por representantes das diversas unidades do hospital, quanto por especialistas e engenheiros ligados ao próprio hospital ou a uma ESCO.

A forma de operacionalização da CCE também deve ser definida. Os participantes dessa comissão ficarão responsáveis pela implementação e acompanhamento das ações de eficiência energética, além do cumprimento das normas de segurança das instalações elétricas do hospital e dos regulamentos de segurança e privacidade dos pacientes. A CCE ficará responsável pela requisição da documentação necessária à realização do retrofit, pela definição das áreas de abrangência, pela solicitação das autorizações de acesso e pela solicitação de informe ao corpo de funcionários.

Como parte da CCE, a ESCO de posse de todas as informações necessárias à implantação do projeto, dará continuidade à sua análise. A Alta Administração terá então um maior embasamento para as metas e objetivos que precisarão ser anunciadas através do Programa de Conservação de Energia. Com a criação e Divulgação desse Programa será possível promover a conscientização e motivação de todos os envolvidos com o hospital, tanto o público quanto o quadro funcional sobre o projeto de eficiência energética. É indispensável que fique clara a integração de tal programa à política administrativa do hospital. Essa exigência visa impedir que ações sejam implementadas de forma isolada, evitando que seus resultados percam o efeito ao longo do tempo.

O programa de conservação de energia deve contar também com os esforços dos funcionários do hospital e prever iniciativas, mesmo que desafiadoras, como mudanças culturais, caso sejam necessárias. Resumindo, nessa etapa, deve-se garantir requisitos e ferramentas para o gerenciamento dos sistemas energéticos e para o comprometimento do corpo funcional que utiliza a edificação.

A segunda etapa é o Diagnóstico energético, que visa identificar a capacidade do edifício em economizar energia. Inclui realização de auditorias energéticas, *benchmarking* e desenvolvimento de um relatório de desempenho do edifício. Nesta etapa, é importante lembrar que, como os hospitais fazem uso de dispositivos médicos específicos e possuem requisitos de segurança distintos, as instalações hospitalares são um dos setores mais complexos para a realização de auditorias energéticas. Por isso é feita a recomendação de contratação de auditores especialistas que serão aptos a: promover a análise da documentação fornecida pelo hospital, definir os equipamentos de medição necessários, realizar visita técnica para o levantamento de dados, definir o perfil de uso de energia, avaliar o desempenho energético do hospital, calcular indicadores energéticos e estimar o valor do investimento financeiro e do *payback* (Hendron, Leach, Bonnema, Shekhar, & Pless, 2013). Caso a edificação não tenha potencial de economia de energia, o diagnóstico energético deve ser revisto em um determinado período, em média, um ano, conforme ilustrado na figura 2.2.

A terceira etapa é chamada de fase de planejamento. Nesta etapa, os dados coletados devem ser organizados e analisados; e uma avaliação e diagnóstico mais aprofundado do desempenho do edifício são considerados fatores decisivos. Aqui, a avaliação de desempenho pode ser feita por meio de simulações, sendo essencial para avaliar os fatores ambientais e econômicos do ciclo de vida que definirão se é melhor reformar, desativar ou demolir e reconstruir o edifício, conforme ilustrado na figura 2.2. Como as opções de *retrofit* têm custos econômicos do ciclo de vida mais baixos do que a reconstrução, esta última opção pode ser considerada apenas em situações críticas, em que a solução do projeto não é praticável (Dong, 2005).

Depois de decidir continuar com o projeto de eficiência energética do hospital, é hora de selecionar um determinado nível de *retrofit* energético, se será um nível econômico, padrão ou sofisticado. Nesse sentido, o subfluxograma apresentado na figura 2.3 foi desenvolvido para ilustrar com mais detalhes a etapa “Seleção do Pacote Financeiro”, presente na etapa de planejamento. Este excerto visa orientar a escolha por um *retrofit* energético que se enquadre nos limites financeiros. Observa-se que para selecionar um plano viável, também é necessário definir os limites de gastos do projeto e deve-se considerar as opções de financiamento e parceria disponíveis. A delimitação do nível do projeto com base em aspectos financeiros restringe as possíveis medidas de eficientização energética, tornando essa decisão mais simples.

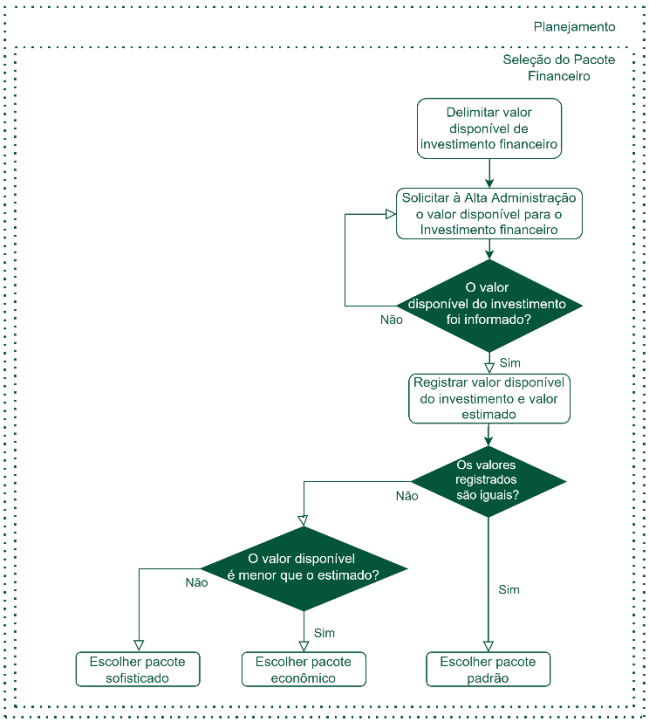


Figura 2.3 – Escolha do Pacote Financeiro
(Autoria própria)

Como se pode ver na figura 2.3, em casos de baixo orçamento, o projeto é restrito a um *retrofit* econômico e pode incluir apenas medidas de operação e manutenção (O&M) ou ações de emergência baratas. Se o orçamento permitir

mais do que esses tipos de ações, o projeto pode compreender um nível padrão, no qual medidas mais avançadas estejam disponíveis. Por último, se o edifício apresentar múltiplas oportunidades de economia de energia e um alto capital disponível, um projeto sofisticado pode ser considerado. Nesse caso, medidas como a instalação de sistemas fotovoltaicos e de cogeração podem ser incluídas (USAID INDIA, 2009). Nessa etapa é preciso que o orçamento seja descrito, assim como o valor de investimento para a análise de riscos de investimentos e fluxo de caixa. Desse modo, após a seleção do plano financeiro, será possível a seleção justa das medidas de eficiência energética. Para os casos em que o Hospital for uma Instituição Pública, alguns critérios relacionados aos materiais e\ou equipamentos a serem adquiridos devem ser analisados antes do delineamento do cronograma do projeto. Na tarefa denominada “Critérios para Hospitais Públicos” será necessária a comparação do valor orçado com o valor máximo para a Dispensa de Licitação, garantida pela Lei 8.666 de 21 de junho de 1993.

Finalmente, a etapa de planejamento termina com a produção do memorial descritivo e o delineamento do cronograma do projeto, um cronograma que descreve as datas de vencimento e os marcos que devem ser cumpridos para que o projeto seja concluído no prazo. É importante afirmar que a complexidade das ações de *retrofit* energético não termina com sua seleção. A implementação dessas ações é um desafio adicional, principalmente para hospitais e outros estabelecimentos de saúde por apresentarem características únicas, como operação contínua, requisitos de segurança do paciente, esterilização e protocolos de limpeza (FAIRBANKS, 2018). Para garantir o bem-estar dos pacientes e da equipe, o processo de eficientização energética dos hospitais deve apresentar um mínimo impacto aos pacientes e à equipe de funcionários e garantir eletricidade e operação constantes de todos os sistemas hospitalares críticos. Nesse sentido, é importante verificar previamente o uso dos equipamentos nos controles prediais. De acordo com (Efficiency, 2017), os hospitais devem ser cuidadosamente zoneados para fornecer isolamento e espaços pressurizados negativamente para minimizar o risco de transmissão de

qualquer doença infecciosa. Assim, o projeto de *retrofit* deve considerar medidas de agendamento, como controle de poeira, remoção de pacientes e uso de antecâmaras com pressão negativa. Além disso, é fundamental garantir que qualquer pessoa que trabalhe no local do projeto de *retrofit,* especialmente em quartos de internação ou outras áreas sensíveis, esteja saudável e atenda a todos os requisitos médicos para trabalhar naquele espaço. Portanto, um planejamento cuidadoso deve considerar a verificação dos códigos hospitalares, a verificação dos regulamentos de segurança em saúde e a programação de interrupções na operação do hospital para implementar as ações de eficiência energética (FAIRBANKS, 2018).

A quarta etapa é quando as ações de eficiência dos sistemas energéticos selecionadas são implementadas no local. Nesta fase, são realizados testes e comissionamento para garantir a eficiência energética ideal do hospital.

Já a etapa final consiste em validar e verificar a economia de energia. Uma vez que as medidas de *retrofit* são implementadas e bem ajustadas, os métodos de medição e verificação (M&V) devem monitorar o desempenho do sistema de energia ((EVO), 2012). Nessa etapa, é realizado um levantamento de pós-ocupação para entender se os ocupantes e proprietários do edifício estão satisfeitos com o resultado geral da implantação. Além disso, o resultado proveniente da implantação das ações de economia de energia e os métodos de O&M devem ser especificados e atualizados em um relatório de *retrofit* para demonstrar os parâmetros de eficiência da edificação e avaliar possíveis melhorias.

2.2 Versão Dinâmica da Metodologia Proposta

A versão dinâmica da Metodologia proposta busca apresentar um conjunto de processos mapeados pela plataforma Bizagi Modeler, versão 3.9.0.015. Esse software utiliza a notação BPMN 2.0 para criar e documentar etapas de processos. Com a implantação do modelo BPM em Hospitais, torna-se possível experimentar as vantagens da gestão empresarial no nicho de prestação de serviços de saúde, seja no setor privado ou público. No Bizagi, as atividades são

passos dentro do processo, que representam o trabalho realizado por uma determinada organização, e, por se tratar de trabalho, consomem recursos, tais como, tempo e recursos financeiros.

Com respeito às vantagens de gestão, possibilitadas pela plataforma do Bizagi, será possível reconhecer, portanto, gargalos, no qual se deseja reduzir desperdícios de tempo, consequentemente, de recursos financeiros. Nesse bloco, as tarefas foram ordenadas de maneira que, caso o nível de maturidade diagnosticado, seja inferior ao nível mínimo necessário, o andamento do processo é impreterivelmente finalizado. A razão para tal rigor está na comprovação prévia da incapacidade da Instituição de executar alguma tarefa essencial à realização de tal projeto. É importante salientar que, no geral, as entidades a se relacionarem durante todo o processo de gestão energética são a alta administração, representada pela sigla AA e a Comissão de Conservação de Energia, representada pela sigla CCE. As figuras 2.5, 2.6, 2.7, 2.8 e 2.9, correspondem às cinco principais etapas de um projeto de eficientização energética de edifícios hospitalares, modeladas no Bizagi Modeler.

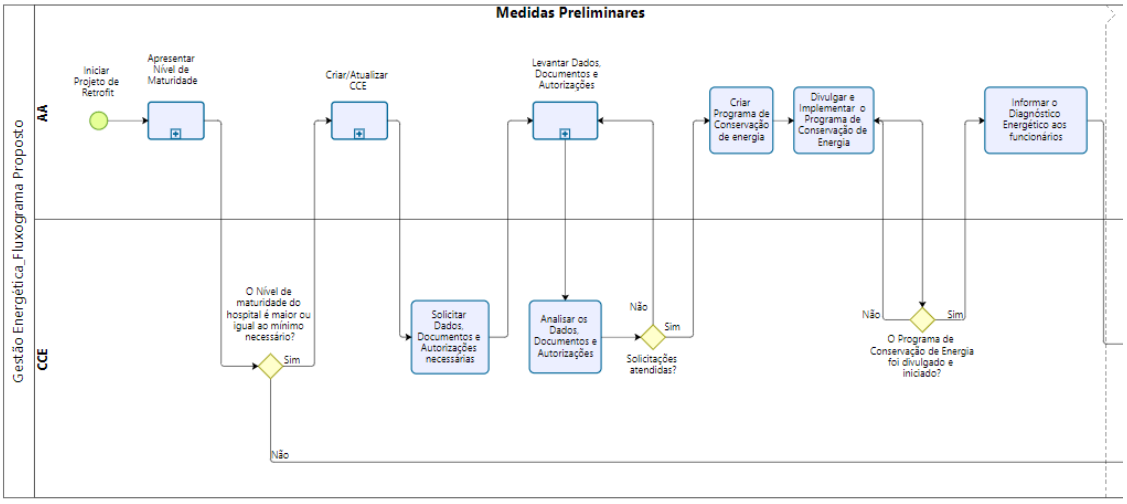


Figura 2.5 – Subdiagrama Etapa de Medidas Preliminares

(Autoria própria)

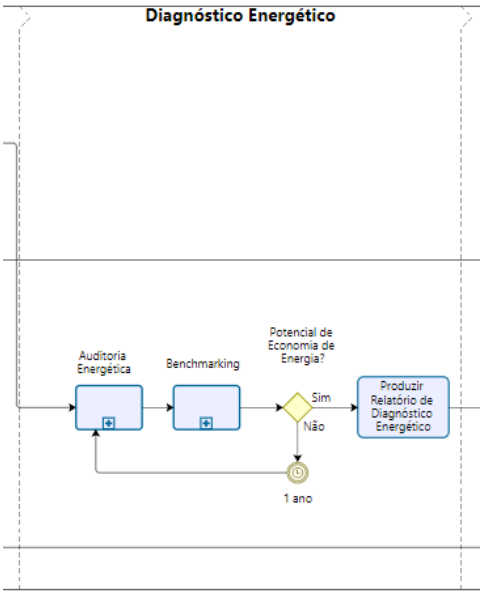


Figura 2.6 – Subdiagrama Etapa de Diagnóstico Energético

(Autoria própria)

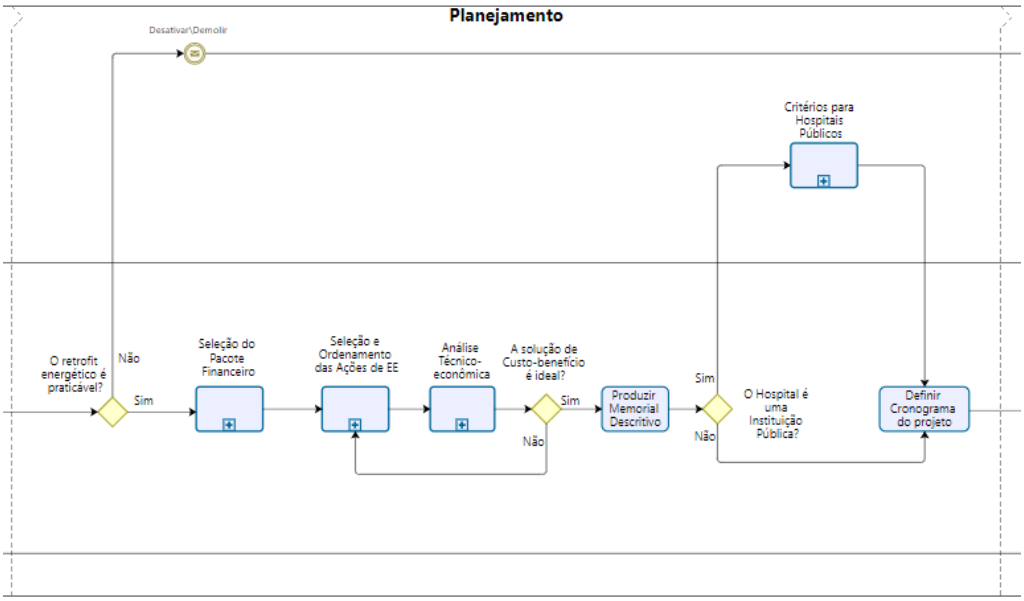


Figura 2.7 – Subdiagrama Etapa de Planejamento

(Autoria própria)

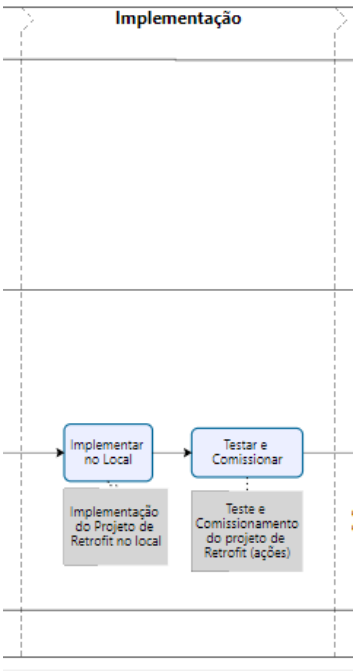


Figura 2.8 – Subdiagrama Etapa de Implementação

(Autoria própria)

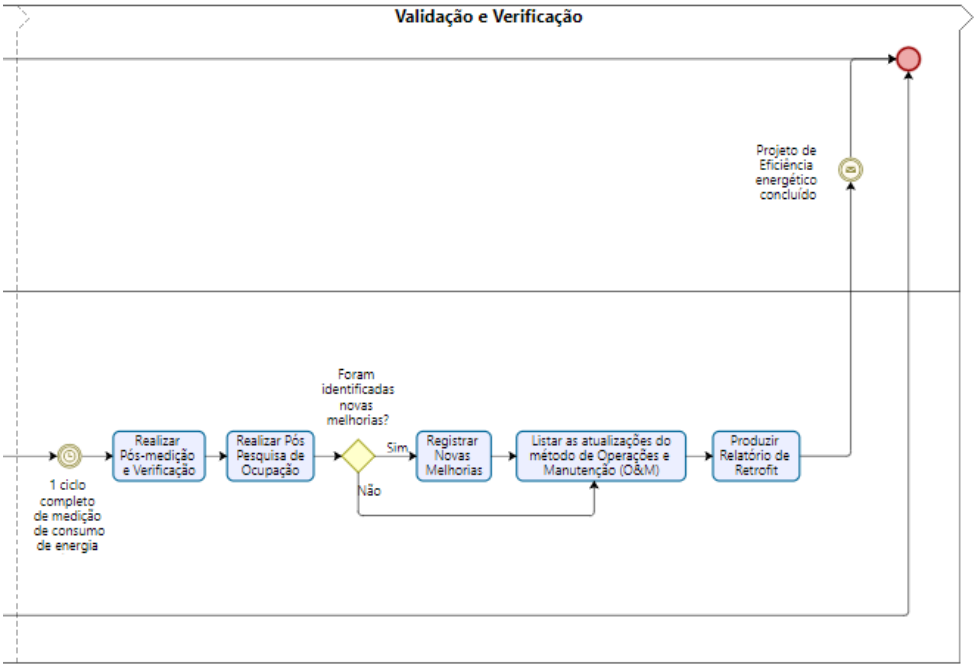


Figura 2.9 – Subdiagrama Etapa de Validação e Verificação

(Autoria própria)

3. PROPOSTA DE CLASSIFICAÇÃO E PRIORIZAÇÃO DE AÇÕES DE EFICIENTIZAÇÃO ENERGÉTICA

Assumindo que cada ação principal de eficiência afeta as subsequentes, esta seção destaca a importância de seguir um critério na escolha das ações de *retrofit* energético a serem implementadas em um edifício, em especial, nos hospitais. De acordo com (Hendron, Leach, Bonnema, Shekhar, & Pless, 2013), a abordagem de eficientização por etapas visa melhorar os sistemas energéticos, respeitando uma ordem, na qual a influência de um sistema reflete no outro, trata-se de uma estratégia adequada para a implementação integrada e coordenada das medidas a uma visão global do hospital.

Por exemplo, como consequência da primeira atualização dos sistemas de iluminação, a carga térmica muda, afetando o dimensionamento dos sistemas de refrigeração. Da mesma forma, essa redução no consumo de energia também pode afetar o dimensionamento do sistema fotovoltaico do hospital. Sendo assim, foram desenvolvidas duas tabelas diferentes de importantes ações de eficiência energética. Estas tabelas distinguem as ações que promovem a redução direta do consumo de energia (ações primárias) daquelas que dependem do histórico de consumo do edifício (medidas suplementares).

Para cada quadro de ações, primárias e suplementares, existe também uma ordem de prioridade entre as diferentes ações. Portanto, cada medida de *retrofit* energético inclui alterações que afetarão as subsequentes. A razão convincente para a diferenciação entre essas duas listas de ações reside na prevenção do superdimensionamento dos sistemas de geração de energia, evitando investimentos desnecessários e priorizando ações imediatas para reduzir os custos de energia elétrica e financeiros.

As ações de eficientização energética selecionadas para ilustrar as ações primárias e suplementares em hospitais, foram relacionadas aos seguintes sistemas: cargas auxiliares, iluminação, sistemas HVAC, sistemas de bombeamento de fluxo, aquecimento de água, sistemas de geração de energia, análise de conta de luz e qualidade de energia.

Por exemplo, a substituição de luminárias incandescentes por lâmpadas LED pode levar um sistema de detecção de presença acoplado, agregando mais sofisticação ao sistema (Efficiency, 2017). Além disso, conforme identificado durante a revisão da literatura, um dos agravantes para o sucesso dos projetos de *retrofit* é a dificuldade no processo decisório e a má seleção das ações de eficiência energética (Wang, 2016).

3.1 Ações Primárias de Eficiência Energética

A partir de (SANTOS, 2006), (Hendron, Leach, Bonnema, Shekhar, & Pless, 2013), (Efficiency, 2017) e (USAID INDIA, 2009), observou-se que existem muitas medidas de eficiência possíveis de serem implementadas em um projeto de *retrofit* de um hospital. Daí, foram destacadas as medidas mais relevantes para os sistemas energéticos hospitalares, tanto com perfil de uso final quanto de geração. A tabela 1 traz algumas ações individuais de eficientização energética, diretamente relacionadas à redução do consumo de energia em hospitais. A tabela desenvolvida ajuda também a visualizar a possibilidade de implementação simultânea de algumas medidas imediatas de *retrofit*.

Nesse sentido, o planejamento cuidadoso dos projetos é essencial para promover a eficiência energética bem-sucedida e apresentar resultados duradouros. Por exemplo, equipamentos médicos e de escritório representam uma parte significativa do uso final de energia de um edifício hospitalar. Outros exemplos são os eletrodomésticos de lavanderia e cozinha do hospital. Uma medida direta para reduzir as cargas excessivas desses dispositivos é substituí-los por equivalentes de alta eficiência. Portanto, é prudente reduzir essas cargas em excesso antes de tornar-se os sistemas HVAC mais eficientes ou tomar qualquer outra medida avançada. Isso ilustra como o respeito a uma ordem de prioridades para a implementação de ações de *retrofit* energético pode contribuir significativamente para o sucesso do projeto.

Tabela 1 – Ações Primárias de Eficiência Energética

Ações Primárias de Eficientização Energética	Zonas de Oportunidades de Eficientização Energética			
	Iluminação	HVAC	Bombeamento de Água	Cargas Auxiliares
Substituição por Lâmpadas de LED	X			
Filtros de Ar		X	X	
Motores de Alta Eficiência		X	X	X
Dispositivos de Velocidade Variável (VSDs)		X	X	
Controles de Qualidade do Ar Interno e Ventilação		X	X	
Envelopamento	X	X		
Sensores de Ocupação	X		X	
Correção do Fator de Potência		X		X
Aproveitamento da Luz do Dia	X			
Sistemas de Distribuição de Ar VAV		X		

3.1 Ações Suplementares de Eficiência Energética

Depois de implementar as medidas de eficiência energética que minimizam ao máximo o desperdício de energia, é possível implementar ações de *retrofit* que dependem fundamentalmente do histórico de consumo de eletricidade. A tabela 2 resume algumas dessas medidas. Da mesma forma que a tabela 1, a tabela 2 relaciona as medidas de eficiência especificadas no eixo vertical com as zonas de oportunidade de eficiência energética, definidas no eixo horizontal, afetadas por essas medidas.

Tabela 2 – Ações Suplementares de Eficiência Energética

Ações Suplementares de Eficientização Energética	Zonas de Oportunidades de Eficientização Energética		
	Sistemas de Fonte de Energia	Análise de Dados de Contas de Energia Elétrica	Qualidade de Energia
Substituição por Lâmpadas de LED		X	
Filtros de Ar	X		X
Motores de Alta Eficiência	X		
Dispositivos de Velocidade Variável (VSDs)			X

3.3 Priorização das Ações Primárias de Eficiência Energética

Conforme mencionado anteriormente, a determinação de um nível de *retrofit* com base em aspectos econômicos restringe as possíveis ações de eficiência energética. No entanto, além de fatores financeiros, a seleção das ações também pode considerar aspectos técnicos (Buonomano, 2014). A este respeito, o fluxograma representado na figura 3.1 mostra como priorizar e ordenar as ações primárias e suplementares de eficiência energética durante o cronograma do projeto.

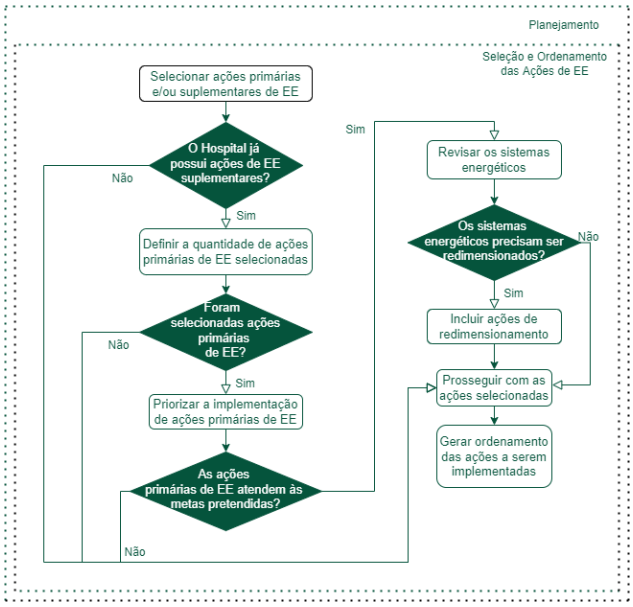


Figura 3.1 – Seleção e Ordenamento das Ações de eficiência Energética
(Autoria própria)

O processo começa com uma ampla seleção de ações de eficiência energética com base em aspectos econômicos. Em seguida, entra em um *pipeline* que restringe as opções de acordo com as características do hospital. Primeiramente, analisa-se se a edificação já foi contemplada com alguma ação suplementar, como por exemplo, a geração fotovoltaica. Se positivo, as ações primárias de *retrofit* devem ser priorizadas, visando garantir o melhor desempenho dos sistemas prediais. Essa redução de consumo pode levar à

necessidade de redimensionamento dos sistemas antes de prosseguir com as ações selecionadas.

Por outro lado, caso a edificação não tenha uma medida suplementar implementada, é necessário avaliar se algumas dessas medidas foram selecionadas. Se positivo, a implementação de ações primárias selecionadas deve vir em primeiro lugar. Consequentemente, para analisar técnica e economicamente as ações suplementares, é preciso considerar que as medidas primárias serão implementadas antecipadamente. Com o ordenamento da implementação das ações, é possível produzir um cronograma de implementação mais eficiente.

4. CONCLUSÃO

Conclui-se que a metodologia de Gestão Energética de Instalações Hospitalares apresentada neste trabalho, pode ser encarada como um modelo para operações em unidades consumidoras semelhantes. É importante destacar que ficou mais claro entender que os investimentos em eficiência energética podem ser um motivador para a geração de empregos, sempre que identificados altos potenciais de eficiência energética. Foi possível concluir, também, que, quando a Instituição apresenta o interesse em realizar um projeto de tal qualidade é essencial a condição de nível de maturidade razoável, ou seja, que reflete as condições mínimas para realizar um bom planejamento, gestão, otimização e execução de um projeto como o de eficiência energética. Outra condição essencial verificada durante o desenvolvimento desse trabalho foi a conscientização das pessoas envolvidas direta e indiretamente com o projeto de *retrofit*.

A transcrição da metodologia proposta para o Bizagi Modeler buscou contribuir não só para um direcionamento que leva à eficiência energética e permite gerar impactos diretos na redução do consumo de energia elétrica e de emissão de CO_2, mas também, para se chegar a uma solução ótima de gestão de tempo. A gestão do tempo necessário para o cumprimento de tarefas, é essencial pois, consequentemente, gera impactos diretos na gestão dos

recursos financeiros. Melhorias no rendimento de um processo com a redução dos tempos de processamento, considerando que os recursos são utilizados de forma razoável, permitem convencer investidores a aplicarem as mudanças necessárias para alcançar os benefícios esperados no processo real.

Além de buscar superar, principalmente, barreiras técnicas, financeiras, políticas e de desinformação, a metodologia de gestão energética de instalações hospitalares visa garantir uma seleção de ações de eficientização específicas, ordenadas de forma prioritária àquelas que impactam diretamente na redução do consumo de energia elétrica. Considerando que cada ação inclui mudanças que afetarão as ações de *retrofit* subsequentes, a estratégia proposta diferencia dois tipos de ações de eficientização energética, primárias e suplementares, sendo possível evitar o superdimensionamento dos sistemas de geração de energia, evitar investimentos desnecessários e priorizar ações imediatas para redução de custos com energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(EVO), E. V. (2012). Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance. Fonte: Conceitos e Opções para a Determinação de Economias de Energia e de Água: http://www.abesco.com.br/wp-content/uploads/2015/07/PIMVP_2012-PTBR.pdf

Buonomano, A. C. (2014). Dynamic energy performance analysis: Case study for energy efficiency retrofits of hospital buildings. Energy, 555-572.

Dong, B. K. (2005). Comparing life cycle implications of building retrofit and replacement options. Canadian Journal of Civil Engineering, pp. 1051-1063.

Efficiency, C. N. (2017). Major Energy Retrofit Guidelines for Commercial and Institutional Buildings: K-12 Schools. Natural Resources Canada.

FAIRBANKS, P. (2018). Hospital energy use: Taking advantage of energy efficiency. Electric Energy T&D Magazine . Fonte: Electric Energy T&D Magazine.

Hendron, R., Leach, M., Bonnema, E., Shekhar, D., & Pless, S. (2013). Advanced Energy Retrofit Guide (AERG): Practical Ways to Improve Energy Performance; Healthcare Facilities (Book). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).

Initiative, C. P. (2018). PANORAMA E DESAFIOS DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL. Fonte: CPI, Climate Policy Initiative: https://climatepolicyinitiative.org/wpcontent/

LETROBRAS/PROCEL. (2004). ORIENTAÇÕES GERAIS PARA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA EM HOSPITAIS. Fonte: Procel Info: http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335-95D83F8DFB98%7D&Team=&params=itemID=%7B281CF527-86D4-43B6-8282-848A758FC178%7D;&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D

Magnus Bengtsson, S. F. (2015). Sustainable consumption and production: A handbook. Global Edition.

Ministério de Minas e Energia, M. (s.d.). Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf. Fonte: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/plano-nacional-de-eficiencia-energetica/documentos/plano-nacional-eficiencia-energetica-pdf.pdf/view

MME, E. I. (4 de fevereiro de 2022). Atlas da Eficiência Energética Brasil 2021. Fonte: Site da EPE, Empresa de Pesquisas Energéticas: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-651/Atlas2021_PT_2022_02_04.pdf

Pérez-Lombard, L. O. (2008). A review on buildings energy consumption information. Energy and buildings, 394-398.

SANTOS, A. e. (2006). Conservação de Energia. Eficiência energética de equipamentos e instalações. Itajubá: FUPAI.

Teke, A. &. (2014). Overview of energy savings and efficiency strategies at the hospitals. International Journal of Economics and Management Engineering, pp. 242-248.

USAID INDIA, E. C. (27 de fevereiro de 2009). Energy Efficiency in Hospitals: Best Practice Guide. Fonte: https://www.beeindia.gov.in/sites/default/files/HospitalEnergyEfficiencyBestPracticesGuide.pdf

Wang, T. L. (2016). Building energy efficiency for public hospitals and healthcare facilities in China: Barriers and drivers. Energy, 588-597.

PROPOSTA METODOLÓGICA DE PROSPECÇÃO DE USINAS REVERSÍVEIS COM O USO DE DADOS SECUNDÁRIOS E SISTEMAS DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS (SIG)

Afonso Henriques Moreira Santos[1]; Marlene Nazaré Ribeiro[2]; Túlio Meloni Virgílio[2]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]

[1]Universidade Federal de Itajubá, [2]iX Estudos e Projetos

RESUMO

A usina hidrelétrica reversível (UHR) tem sido usada tanto para reduzir o pico de carga quanto para arbitragem no mercado de energia com base nos preços. No entanto, as UHRs possuem potencialidades para diferentes aplicações do sistema elétrico moderno, como regularização de intermitência na geração renovável e prestação de serviços elétricos e ancilares, como regulação rápida de frequência. As UHRs podem ser instaladas em amplas possibilidades de locais, diferentemente das usinas hidrelétricas comuns, que estão vinculadas a potenciais hidrelétricos naturais. Assim, neste artigo, desenvolve-se uma estratégia de busca de potenciais locais para instalação de UHRs que atendam uma determinada demanda de serviço do sistema elétrico regional, utilizando Sistemas de Informação Geográfica (SIG), com base em critérios técnicos, que permite facilmente procurar alternativas viáveis numa região geoelétrica. Os estudos elétricos devem definir os serviços demandados e a capacidade de armazenamento e energia necessária (ou tempo de descarga). Com base nisso, o volume de armazenamento pode ser calculado, para diferentes quedas, sendo este parâmetro essencial na busca proposta. Restrições socioambientais e características técnicas adequadas levam a reduzir o espaço de alternativas, facilitando estudos aprofundados em uma segunda etapa. Por fim, é construído um conjunto de alternativas atrativas com base em critérios quali-quantitativos para estudos mais aprofundados em uma segunda fase.

Palavras-chave: Usina Reversível; Armazenamento de Energia; Prospecção de Usina Reversível; SIG; Energia Renovável Intermitente.

ABSTRACT

The pumped hydropower energy storage plant (PHES or PSP) has been both used to shave power peak and arbitrage on the power market based on prices. However, the PSP has additional capabilities for different modern power system applications, such as regularization of intermittency in renewable generation and provision of electrical and ancillary services, such as fast frequency regulation. PSP can be placed on wide site possibilities, differently of ordinary hydro plants. Thus, in this one, a strategy of potential sites screening for PSP is developed, using Geographic Information Systems (GIS), based on technical criteria, which allows to easily look for viable alternatives in a geoelectric region. Electrical studies must define the demanded services and the necessary energy storage and power capacity (or discharge time). Based on that, the storage volume can be calculated, for different heads. Socio-environmental constraints and fitted technical characteristics lead to reduce the space of alternatives, making easy deep studies in a second step. Finally, a set of attractive sites is built based on quali-quantitative criteria for deeper studies in a second phase.

Keywords: Pumped hydro; Energy Storage; PHES; PSP; GIS Site Selection; Variable Renewable Generation.

1. INTRODUÇÃO

Tradicionalmente, a tecnologia da Usina Hidrelétrica Reversível (UHR) aproveita as oportunidades que surgem com a variação de preço ou custo da tarifa elétrica, consumindo energia para bombear nos momentos de valores mais baixos e turbinar gerando energia nos intervalos de valores mais altos (AHMED et al., 2021). No entanto, tem-se tornado cada vez mais comum empreendimentos de UHRs para demais aplicações energéticas, como regularização da intermitência na geração renovável e de prestação de serviços elétricos e ancilares, como a regularização de frequência, frente a tendência de entrada de fontes renováveis intermitentes (LU et al., 2018).

As possibilidades de uso das UHRs ampliam-se à medida que ela pode ser instalada em variados locais, independentemente de potenciais hidrelétricos

naturais. No entanto, esta ampla gama de possibilidades exige ferramentas que permitam uma seleção prévia dos locais mais favoráveis, direcionando os estudos mais aprofundados aos sítios potencialmente atrativos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na sequência são apresentadas algumas metodologias já desenvolvidas para prospecção de alternativas de UHRs. Elas envolvem a utilização de *softwares* e ferramentas de sistemas de informações geográficas (SIG), como por exemplo ArcGIS e QGIS, bem como Modelos Digitais de Elevação ou de Terreno com resoluções digitais mínimas de 30 m. Também levam em consideração os diferentes tipos de arranjos e ciclos de UHR.

A metodologia de Brasil, 2019, propõe a prospecção de UHR por meio de uma ferramenta chamada GeoUHR, desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que foi aplicada para o estado do Rio de Janeiro. Para tanto, este trabalho considera como premissas, a concepção de um novo reservatório superior e a utilização de um curso natural de água como reservatório inferior. Além disso, como diretrizes são adotadas: a busca por regiões elevadas que se distanciam em, no máximo, 5 km de um curso da água natural, com queda de pelo menos 100 m, de modo que a relação esta relação distância e queda (d/h) seja inferior a 10. Além disso, considera a exclusão das áreas impeditivas logo no início da metodologia.

Por sua vez, a metodologia de Ahmed et al. (2021), propõe a seleção de sítios próximos à grandes rios ou do oceano para serem utilizados como reservatórios inferiores. Com aplicação no Egito, este trabalho envolve critérios técnicos e geométricos que estabelecem quedas mínimas de 200m entre as áreas superiores e o nível do mar, em que as alternativas com maiores quedas e mais próximas às fontes de água serão mais econômicas dada a relação d/h. Também são definidas distâncias aceitáveis de no máximo 10 km entre a UHR e a rodovia mais próxima, bem como no máximo 20 km até as linhas de transmissão mais próximas.

Já a metodologia de Haas et al. (2021), aplicada no Chile, parte da premissa da implementação da UHR em quatro possíveis arranjos: 1) Conexão entre um par de reservatórios existentes por meio de um conduto forçado, conjunto bomba-turbina e uma casa de máquinas; 2) Construção de um novo reservatório nas proximidade de um reservatório já existente; 3) Utilização do oceano como reservatório inferior e; 4) Construção de um novo reservatório perto de um curso d'água natural. Para o primeiro arranjo, os pares que apresentam uma distância máxima de 20 km e queda mínima de 150 m são destacados. Para o segundo caso, a metodologia prospecta pelos três demais arranjos simultaneamente, em que são levantados os reservatórios existentes, rios (perenes) e oceanos que se encontram a uma distância máxima de 40 km e uma queda mínima de 150 m.

As metodologias apresentadas anteriormente, concentraram-se em esquemas baseados em reservatórios hidrelétricos ou ofertas de água existentes previamente. Já a metodologia de Lu et al. (2018), foca em armazenamento de energia de curto prazo (ciclo horário e diário) e que não envolvam cursos d'água perenes. Chamados de *Short-Term Off River Energy Storage* (STORES), esses sistemas se referem a UHRs de ciclo fechado, situados longe de rios e, portanto, gerando impactos socioambientais reduzidos. As regiões destacadas para implementação das UHRs nesse estudo, são aquelas que possuem quedas entre 200 e 500m, com uma razão d/h < 15, resultando em um mapa de isolinhas de quedas como mostrado na Figura 1 (LU et al., 2018).

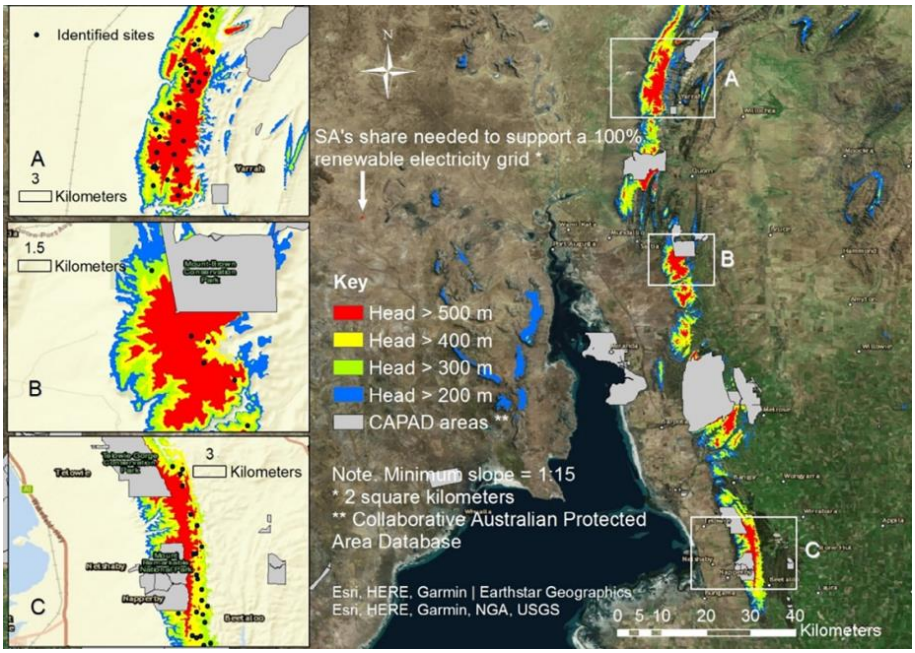


Figura 1 – Mapeamento de isolinhas de quedas

Os autores consideram duas alternativas de locais para a prospecção. A primeira delas são os ninhos de peru ou *turkey's nest*, que são locais de terrenos planos ou ligeiramente inclinados, que exigem a escavação do terreno para a construção de diques para o armazenamento de água, a ser utilizado como reservatório inferior. A segunda delas são as ravinas secas, ou *dry-gully sites*, que são sítios a serem explorados para o reservatório superior, e tratam-se de ravinas situadas no topo de montanhas, que podem, pela configuração do terreno (vales encaixados), facilitar a construção do reservatório de baixo impacto ambiental. Para a identificação de ravinas secas, os autores buscam por linhas virtuais de escoamento de água e reservatórios de pelo menos 10 ha. Já para a identificação de ninhos de peru, os autores determinam uma altura máxima para o dique, bem como o volume de escavação do terreno exigido na sua construção. Por meio de modelos de terreno, esse estudo identificou a possibilidade da concepção dos ninhos de peru em 4 tipos de terreno: superfície plana, superfície inclinada, superfície tipo cume e superfície tipo depressão.

3. METODOLOGIA DE PROSPECÇÃO DE USINAS REVERSÍVEIS COM O USO DE DADOS SECUNDÁRIOS E SIG

A metodologia de prospecção de UHR aqui proposta é desenvolvida sob ponto de vista inspirado na metodologia de Lu et al. (2018). A seleção de sítios para receber a instalação de uma Usina Hidrelétrica Reversível é o passo mais importante da prospecção e propõe-se que seja feita utilizando-se de dados secundários, bem como de *softwares* e técnicas de geoprocessamento, conforme também avalia Ahmed et al. (2021). É recomendado o uso dessas ferramentas dada a elevada quantidade de alternativas existentes, além de se poder incorporar restrições das mais distintas.

Inicialmente, é preciso entender as demandas elétricas e energéticas e também as particularidades da região de interesse para, finalmente, se estabelecer algumas diretrizes de prospecção. Como caso geral, as UHRs estando conectadas ao Sistema de Alta Tensão (SDAT) ou à Rede Básica (RB), estas devem estar localizadas em distâncias relativamente próximas aos pontos geoelétricos onde os serviços são demandados. Como a metodologia aqui proposta permite a prospecção de UHRs de forma mais abrangente, independentemente da existência de cursos d'água, essa busca deve se concentrar em um perímetro cujo centro é o ponto geoelétrico demandante (centrais geradoras ou subestações). A definição dessas regiões, bem como dos volumes energéticos e potências de armazenamento demandados, não será focada aqui neste trabalho.

Tendo sido definida a demanda eletroenergética a ser atendida (o volume energético armazenável a ser disponibilizado ao sistema regional), bem como delimitada a respectiva região geoelétrica, parte-se para o levantamento de dados secundários da região (socioambientais, usos múltiplos d'água, cartográficos, geológicos, topográficos e hidrometeorológicos). Os modelos digitais de elevação utilizados, normalmente de sensoriamento remoto, devem ter tamanho máximo de pixel de 30 m, sendo que, segundo Ahmed et al. (2021), valores de 10 ou 20 m melhoram significativamente as estimativas de volumétricos.

Uma vez caracterizada a área de estudo, inicialmente deve-se excluir as áreas consideradas impeditivas à implantação de UHRs, tais como áreas de reservas indígenas, ocupadas por comunidades quilombolas, reservas florestais, unidades de conservação de proteção integral e de uso sustentável, áreas urbanas e áreas industriais que estejam inseridas na região geoelétrica delimitada (adaptado de Brasil, 2007).

Dando início a prospecção de fato, recomenda-se levantar as áreas potenciais a serem exploradas, à semelhança do que propõe Lu et al. (2018). Para tanto, pode-se fazer uma varredura pixel a pixel, construindo um mapa com os desníveis máximos associados a um respectivo ponto (pixel), dentro de uma circunvizinhança definida. Esta circunvizinhança pode ser definida com base em um raio correspondente a maior distância aceitável entre reservatórios de montante e de jusante de uma UHR. O levantamento pixel a pixel permite a construção de isolinhas que definem áreas com quedas dentro de um intervalo pré-estabelecido na prospecção (50 ou 100 m). Sendo conservador, pode-se adotar como queda nesta área definida e para fins de prospecção o valor da isolinha inferior.

Para identificação dos locais mais adequados a implantação da UHR, deve-se partir do princípio que a potência de um empreendimento hidrelétrico é diretamente proporcional à queda, e nesse caso, recomendado que a diferença de altitude (h) entre os reservatórios superior e inferior seja de 200 a 700 m (altura medida entre as cotas do fundo dos reservatórios). Além disso, a distância horizontal (d) entre os reservatórios deve ser reduzida ao máximo, dada à redução de custos e de transitórios hidráulicos, procurando uma relação de d/h menor que 10 (adaptado de LU et al., 2018). Com base nisso, pode-se definir o raio de circunvizinhança de pesquisa entre 2 e 7 km (queda mínima de 200 m e máxima de 700 m para uma relação queda distância de 10). O mapa resultante define as regiões onde devem ser buscados os sítios barráveis para o reservatório de montante, correspondendo, estas, à áreas com quedas máximas de no mínimo 200 m, a um ponto distante a não mais que 7 km.

Um caminho sugerido, na sequência, passa por definir os volumes de armazenamento necessários para diferentes quedas (

Figura 2) segundo a equação $V_a = \frac{Ea}{2{,}18.H_p}$, onde V_a é o volume armazenado útil em hm³, E_a a energia armazenada em MWh e H_p a queda potencial em m, considerando o rendimento geral da usina de 80%. O incremento nas quedas deve ser compatível com as curvas isolinhas adotadas (50 ou 100 m). Esta avaliação permite que se busque, para um intervalo de queda, barramentos que resultem no armazenamento desejado.

Para prospecção de novos reservatórios, a fim de mitigar os impactos hídricos e ambientais, a opção recomendada é buscar ravinas secas para a implantação dos reservatórios, ou, ravinas onde existam pequenos caldais. Em outras palavras, deve-se buscar definir os eixos das barragens onde a área de drenagem seja relativamente pequena, o que implica menor vazão drenada.

Eventualmente, nas áreas a serem exploradas podem existir reservatórios, construídos ou planejados para outros fins, que podem ter seu uso compartido com uma UHR, o que traz menos impacto ambiental, já que limita o impacto a apenas a um reservatório adicional. Necessita-se, nestes casos, estudar o impacto sobre os sistemas hídricos afetados, dada a eventual redução do volume desses reservatórios para os usos originais. Dessa forma, restrições ou possíveis sinergias podem ser identificadas.

Definidas as áreas exploráveis, a montante e a jusante, deve-se procurar, de forma independente, eixos barráveis que resultem em reservatórios que correspondam, no mínimo, ao volume calculado anteriormente para atendimento ao armazenamento energético. Os volumes a serem armazenados dependem da área onde se está prospectando, como ilustra a Figura 3, na qual foram estudados 6 diferentes pontos de implementação de barragem. O procedimento sugerido é seguir a linha de talvegue, de montante para jusante, avançando em um passo constante. O passo de prospecção sugerido é de 100 m, medidos

longitudinalmente ao talvegue. Para cada eixo, busca-se a altura que resulte no armazenamento desejado.

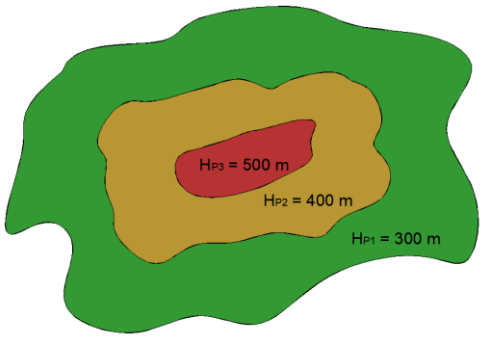


Figura 2 – Isolinhas de quedas

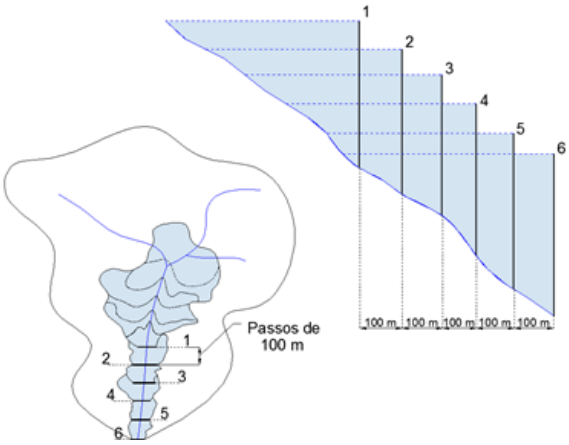


Figura 3 – Estudo de diferentes eixos de barramento em um talvegue

O tamanho das áreas de contribuição também são grandes preocupações no estudo de um aproveitamento hidrelétrico reversível. Os barramentos que possuem áreas de drenagem muito grandes, implicam em grandes vazões de cheias, que demandam maiores e mais complexas estruturas de vertimento de água e, portanto, mais caras. Nesse contexto, os locais de ravinas secas se enquadram como mais adequados para usinas com ciclo diário ou semanal, uma vez que se localizam de regiões de cabeceiras, portanto, sem delimitar grandes áreas de contribuição. Para usinas com armazenamento e área alagada expressiva, isso nem sempre é possível.

Podem-se definir algumas métricas que limitem estas buscas, como as áreas mínima e máxima de drenagem, a área inundada, o comprimento da crista da barragem e a altura da barragem. Estas duas últimas métricas podem ser substituídas ou complementadas por uma que combine estes dois parâmetros, refletindo o volume da barragem, como o parâmetro “altura ao cubo” ou “altura ao quadrado multiplicada pelo comprimento”, que refletem melhor o volume da barragem. Recomenda-se adotar alguns parâmetros para se definir métricas e limites iniciais na seleção dos barramentos, limitando inicialmente as buscas,

podendo estes serem mudados segundo a realidade que se está trabalhando, notadamente os tipos de ciclo.

A busca dos reservatórios de jusante deve ser posterior aos de montante, pois, levantados os eixos possíveis de montante, restringe-se a busca para os reservatórios de jusante, dada a distância máxima associada à queda. Isto é, um refinamento do mapa de quedas potenciais levantado preliminarmente, considerando, agora, somente os pontos de barramento sobre o talvegue. Assim, redefine-se as áreas factíveis de jusante, de forma semelhante ao que se fez a montante (calcula-se, pixel a pixel, a maior elevação dentro de uma circunferência de 2 a 7 km de raio), buscando sobre as linhas de drenagem ou ravina. Avalia-se também a ocorrência de reservatórios existentes ou planejados. Destaca-se que, usualmente, essas regiões baixas são bastante planas, o que dificulta atender as restrições impostas, como área inundada e comprimento da barragem.

Definidas as barragens e reservatórios potenciais de montante e de jusante, passa-se a buscar a combinação dos elementos destes dois conjuntos, considerando métricas excludentes, como a distância em verdadeira grandeza entre os barramentos. Este é a hipotenusa do triângulo formado pelas quedas e distâncias entre os barramentos (tomando os pontos sobre o talvegue). Outro critério seria excluir aqueles pares que têm, simultaneamente, barragens potencialmente mais caras. Uma métrica seria limitar a soma de “altura ao quadrado multiplicada pelo comprimento” das barragens de montante e de jusante. Ainda, os pares de projetos selecionados devem ter seus principais parâmetros revisados, destacando-se as cotas de coroamento dos reservatórios, quedas e os volumes armazenados, permitindo uma melhor estimativa dos custos, que servirão a uma revisão da hierarquização final.

Pode haver casos em que reservatórios de montante potencialmente atrativos não encontrem um par correspondente à jusante. Sugere-se, então, verificar para os 1% melhores reservatórios de montante, selecionados segundo alguma métrica definida (recomenda-se uma equação paramétrica que inclua comprimento da barragem, altura da barragem e área do reservatório) uma

alternativa técnica. Recomenda-se, para esses bons reservatórios de montante que não encontrem par a jusante, a utilização dos reservatórios chamados ninhos de peru (*turkey's nest*), para a construção do reservatório inferior. No entanto, ressalta-se que o uso de *turkey's nest* não é recomendado para reservatório de regularização sazonal (que exige grandes volumes armazenados). No caso de uso de reservatórios de jusante já existentes, pode-se encontrar reservatórios de montante adequados. Nestas condições excepcionais, deve-se também analisar o uso de *turkey's nest*.

A barragem deste tipo de reservatório não está assentada em seções predominantes transversais ao talvegue, nem tampouco se escora em ombreiras sadias e próximas. Em verdade, forma um conjunto de diques sequenciados, fechando-se em um formato poligonal, sendo, pois, pouco dependente das condições topográficas. Este lago, dada a esta peculiaridade, pode ser localizado o mais perto possível do reservatório de montante, reduzindo o custo da adução, que, de certa forma, pode compensar seu maior custo. Para diminuir a altura dos diques, é comum haver escavação do solo dentro do reservatório, aproveitando o material escavado, quando de qualidade, na construção dos próprios diques. Para fins de prospecção para assentamento destes reservatórios, partindo-se do reservatório de montante, buscam-se as áreas mais próximas localizadas entre as cotas que garantam a queda desejada.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 4 ilustra as principais etapas associadas à prospecção de UHRs, sendo as etapas antecedentes e posteriores destacadas na cor laranja.

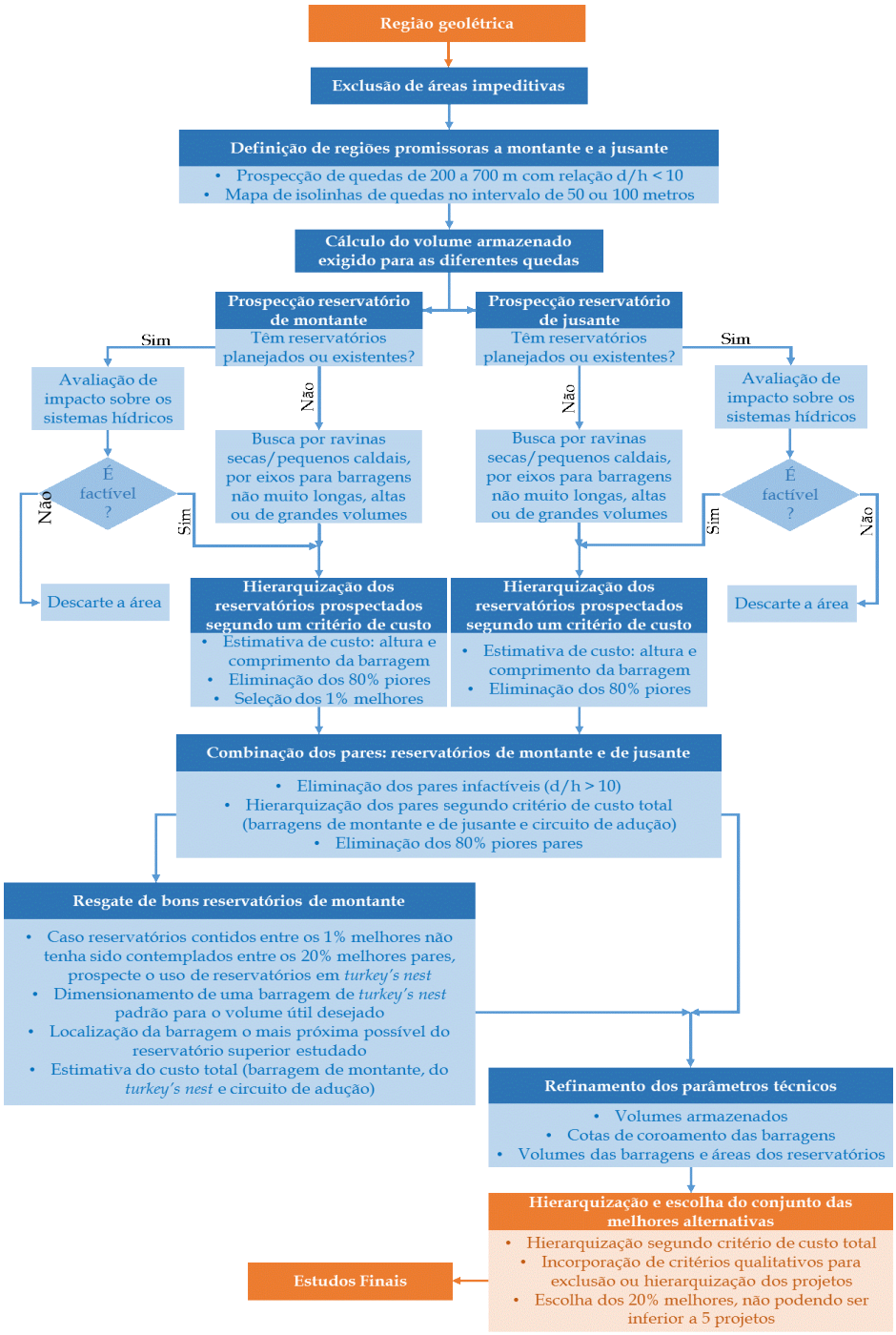


Figura 4 – Etapas associadas à prospecção de UHRs

Ressalta-se que a prospecção desenvolvida é para uma UHR com reservatórios de montante e jusante capazes de atender a demanda energética

de armazenamento especificada em estudos eletroenergéticos que devem ser realizados de forma prévia a aplicação a metodologia apresentada.

Na sequência, apresenta-se o resultado parcial de um estudo de prospecção para uma UHR para atender o sistema elétrico de distribuição associado à SED de Itajubá (MG). Neste estudo encontrou-se um raio definidor da região geoelétrica de 8 Km, e estabeleceu-se os parâmetros definidores da prospecção (Tabela 1), além de considerar preferencialmente a busca em locais de ravina seca e exclusão das áreas impeditivas (áreas urbanas, unidades de conservação ambiental, etc.). Já a Figura 5 ilustra algumas das alternativas prospectadas.

Tabela 1 – Parâmetros definidos

Energia Armazenada (Ea)	55 MWh
Resolução do MDE (SRTM-C)	30 m
Isolinhas de elevação	50 m
Queda Potencial (hp)	200 m
d/h	<10
Distância máxima entre os reservatórios montante e jusante (d)	<2.000 m
Volume Armazenado (Va)	0,13 hm^3
Volume útil	2/3
Altura mínima do barramento	10 m
Comprimento máximo das barragens	300 m

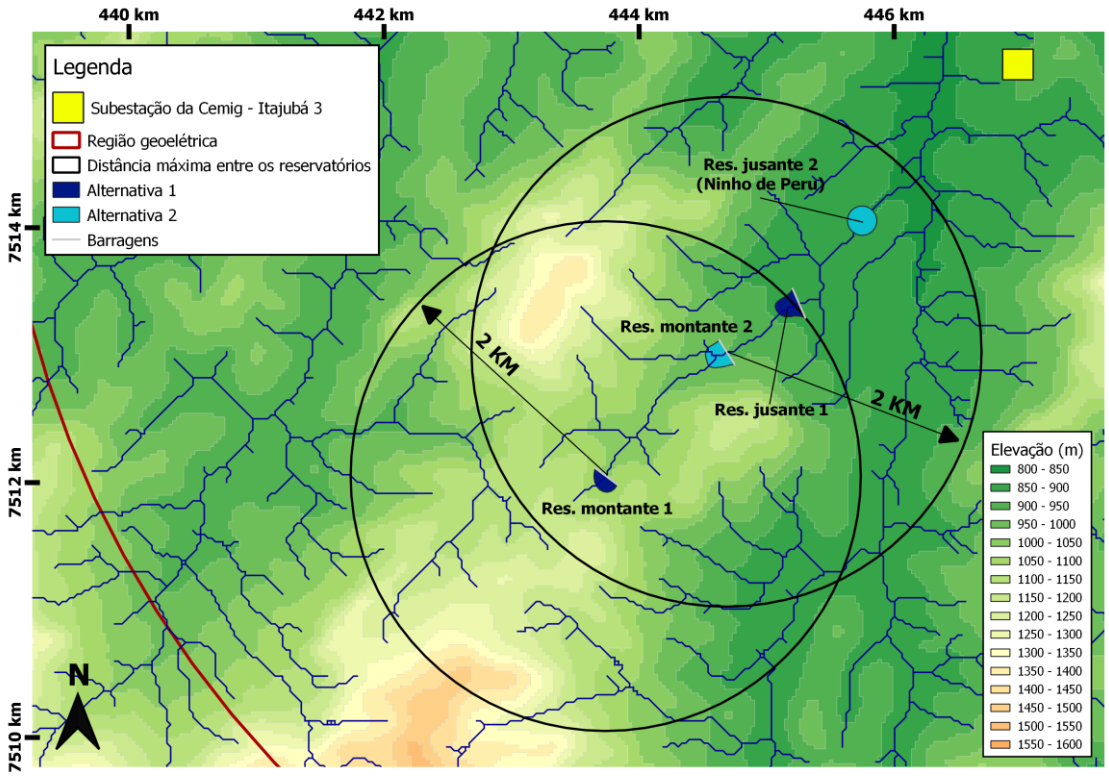


Figura 5 – Alternativa de UHR prospectada.

5. CONCLUSÃO

A proposta metodológica considera a utilização de dados secundários e de disponibilização gratuita, como os modelos digitais de elevação do *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM-C) de resolução de 30 m e desvio-padrão vertical de 3,33 m ou as imagens dos satélites da série *Landsat*, visto que, a prospecção de alternativas almejada trata-se de um estudo preliminar dos projetos em potencial de UHRs para uma área e para um volume energético demandado predeterminados.

Os pontos de destaque da metodologia proposta são as delimitações impostas à área de estudo, como os aspectos impeditivos socioambientais (área urbana, área de proteção ambiental, entre outros) e o estabelecimento de parâmetros técnicos de busca (desníveis mínimos, distância máxima entre os reservatórios etc.), visando reduzir o número de alternativas viáveis para estudo. A busca se baseia nos estudos das regiões de montante e jusante, de forma

independente, avaliando as áreas com os maiores desníveis, condições de ravinas secas ou de "*turkey's nest", reservatórios já existentes,* entre outros aspectos*. A* seleção dos arranjos mais atrativos se dá segundo o critério de menor custo. Por exemplo, na combinação dos reservatórios de montante e jusante, entre outros critérios, busca pelo arranjo com menor comprimento do circuito de adução.

No estudo de caso apresentado, na Alternativa 1 os reservatórios encontrados possuem (como estimativas preliminares) pequenas áreas alagadas (4,5 ha, considerando os dois reservatórios) e circuito de adução de 1,8 km (em planta). Já para a Alternativa 2, com circuito de adução estimado em 1,4 km, foi considerado o uso de reservatórios ninho de peru para o reservatório de jusante, devido à dificuldade de encontrar regiões que permitissem o barramento do talvegue sem grandes áreas alagadas associadas.

Como a metodologia proposta se baseia fortemente no volume energético demandado, a prospecção independe dos diferentes tipos de ciclos que a UHR pode operar: diário, semanal, sazonal ou intermitente. No estudo de caso, a UHR foi dimensionada para operar com ciclo diário, atendendo as demandas de ponta.

Ressalta-se que a metodologia proposta faz o uso de dados secundários, sendo necessário que, após a seleção das alternativas mais atrativas, seja realizado um refinamento dos dados para um melhor detalhamento do projeto e sequência dos estudos de implantação da UHR.

Por fim, destaca-se que a metodologia apresenta uma estratégia de prospecção que não se baseia meramente na otimização, mas sim buscando uma solução robusta em termos de engenharia, pois, desde de seu início, são descartados elementos (reservatórios e sistemas de adução) potencialmente custosos ou inviáveis tecnicamente e ambientalmente. Ademais, os valores indicados para as faixas apresentadas visam reduzir o número de alternativas a serem exploradas, não tendo caráter rígido, recomendando-se que o desenvolvedor adeque à sua realidade.

Nota: Esta metodologia foi desenvolvida no âmbito do Projeto de P&D ANEEL "Desenvolvimento e Aplicação de um Manual de Referência para Projetos de

Usinas Hidrelétricas Reversíveis", proposto pela *State Grid Brazil Holding*, e desenvolvido pelo Gesel, Thymos Energia e Power China (atualmente em andamento).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, H.; et al. A GIS model for exploring the water pumped storage locations using remote sensing data. The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Sciences, 2021.

BRASIL. Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR). Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia: Empresa de Pesquisa Energética, 2019.

_____ Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas/ Ministério das Minas e Energia, CEPEL,2007.

HAAS, J.; et al. Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites. Renewable Energy, 2022.

LU, B.; et al. *Geographic information system algorithms* to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. Applied Energy, 2018.

PROPOSTA PARA O PRIMEIRO PLANO DECENAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA BRASILEIRO

Carlos Aparecido Ferreira[1,2], Afonso Henriques Moreira Santos[3,4], Jamil Haddad[4], Sergio Valdir Bajay[5], Luiz Augusto Horta Nogueira[4,5], Ricardo Alexandre Passos da Cruz[3]

[1]Eletrobras; [2]Universidade do Estado do Rio de Janeiro; [3]iX Estudos e Projetos; [4]Universidade Federal de Itajubá; [5]Universidade Estadual de Campinas

RESUMO

As propostas aqui apresentadas para o Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf) foram contratadas e coordenadas pela Eletrobras / Procel, com recursos estabelecidos no 2º Plano de Aplicação de Recursos (PAR), em acordo com a Lei nº 13.280/2016. A iX Estudos e Projetos Ltda foi a empresa contratada, por meio de processo licitatório, para seu desenvolvimento, o que foi feito no contexto das melhores práticas internacionais e considerando as particularidades dos diferentes setores de uso final e energia no Brasil. Foram apresentadas propostas que cobriram uma revisão dos mecanismos existentes no Brasil e indicação de novas ações transversais e específicas de setores relevantes (serviço público, edificações, transporte, indústria e agropecuária). Adicionalmente, foi apresentada uma proposta de atualização do Balanço de Energia Útil (BEU), que é um instrumento fundamental para os estudos de eficiência energética. Segundo o Plano de Ação Geral elaborado, espera-se uma economia de energia de 23,1 milhões de toneladas equivalentes de petróleo no ano de 2029, do qual 16% correspondem a economias de energia elétrica e 84% a economias de combustível.

Palavras-chave: Energia; Planejamento Energético; Eficiência Energética.

ABSTRACT

The proposals presented in this paper for the Ten Years Efficiency Plan (PDEf) were contracted and coordinated by Eletrobras / Procel, according to the budget defined in the 2° Financial Resources Application Plan (PAR in the Portuguese

acronym) created by Federal Law 13.280/2016. iX Estudos e Projetos Ltda was the company contracted, through a bidding process, for its development, which was done in the context of the best international practices and considering the particularities of the different end-use and energy sectors in Brazil. Proposals were presented that covered a review of existing mechanisms in Brazil and indication of new transversal and specific actions in relevant sectors (public services, buildings, transport, industry and agriculture). Additionally, a proposal was presented to update the Useful Energy Balance (BEU), which is a fundamental instrument for energy efficiency studies. According to the General Action Plan prepared, energy savings of 23.1 million tons of oil equivalent are expected in the year 2029, of which 16% corresponds to electricity savings and 84% to fuel savings.

Keywords: Energy; Energy Planning; Energy Efficiency.

1. INTRODUÇÃO

A Agência Internacional de Energia considera a eficiência energética como o “primeiro combustível” para a transição energética e como a alternativa “mais barata” para atender a demanda por energia. Além disso, a eficiência energética será responsável por cerca de 40% da redução das emissões de gases do efeito estufa relacionados à energia nos próximos 20 anos no Cenário de Desenvolvimento Sustentável projetado pela Agência.

O Brasil possui condições bastante particulares, com uma matriz energética com grande participação de renováveis, o que coloca o país a frente de muitos países em relação à transição energética. Entretanto, muito se precisa avançar em relação à eficiência energética, conforme é evidenciado nos principais estudos internacionais de performance em políticas de eficiência energética (ACEE, 2018) e (RISE, 2018).

O planejamento energético de longo prazo no Brasil é consolidado no Plano Nacional de Energia (PNE). Já o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) orienta efetivamente os investimentos em produção e consumo, levando em conta as premissas do PNE. O Plano Decenal de Eficiência Energética

(PDEf), por sua vez, deve se constituir em uma etapa da elaboração do PDE, focada exclusivamente no consumo e nas ações propositivas para induzir menores consumos específicos, ou intensidades energéticas. Com isso, é possível incluir a eficiência energética de forma pragmática no planejamento energético brasileiro.

A proposta referencial para o PDEf para o decênio 2019-2029 foi construída à luz das melhores práticas internacionais e considerando as particularidades e potenciais dos diversos setores e usos finais da energia no Brasil. O documento final é uma síntese das análises, conclusões, propostas e modelos, que cobriram uma revisão dos mecanismos existentes no Brasil e propostas de novas ações transversais e específicas de setores relevantes (serviço público, edificações, transporte, indústria e agropecuário).

A proposta apresentada faz parte de um processo do estabelecimento oficial do PDEf, que está sendo conduzido e já colocado em prática pelas instituições competentes.

A próxima seção deste trabalho sintetiza os mecanismos existentes no Brasil para os quais foram apresentadas propostas de aprimoramentos. Na sequência, apresentam-se as propostas de novos mecanismos. Em seguida, aborda-se o Plano de Ação Geral elaborado, que contempla todos os mecanismos. Os documentos final e intermediários completos estão disponíveis para a sociedade (Proposta PDEf, 2021).

2. PROPOSTAS DE APRIMORAMENTOS PARA MECANISMOS EXISTENTES

A Tabela 1 apresenta mecanismos existentes no Brasil (vigentes), para os quais foram apresentadas propostas de aprimoramentos relacionados à promoção da eficiência energética em diversos setores: público (iluminação e saneamento), edificações, transportes (passageiros e cargas), industrial e agropecuário. Note-se que alguns dos mecanismos são transversais (envolvem mais de um setor) e outros são setoriais (específicos de cada setor). No documento final elaborado (Proposta PDEf, 2021) são apresentadas motivações, descrições e estratégias para implementação das propostas. Já nos documentos

intermediários são apresentados detalhes, especialmente úteis aos executores das políticas.

Tabela 1 – Mecanismos existentes no Brasil avaliados quanto às propostas de aprimoramentos

Mecanismos Existentes (ME)			Setores envolvidos						
			Público		Edificações	Transportes		Industrial	Agropecuário
			IP	Saneamento		Passageiros	Cargas		
ME Transversais	ME01	Lei de Eficiência Energética (EE) e suas regulamentações	x	x	x	x	x	x	x
	ME02	Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)	x	x	x	x	x	x	x
	ME03	Rede Cidades Eficientes em Energia Elétrica	x	x	x	x			
	ME04	Procel	x	x	x			x	x
	ME05	Conpet			x	x	x	x	x
	ME06	Programa de Eficiência Energética (PEE/ANEEL)	x	x	x			x	x
	ME07	P&D ANEEL	x	x	x	x	x	x	x
	ME08	Linhas de crédito para eficiência energética e mercado de ESCOs	x	x	x	x	x	x	x
	ME09	Resposta de demanda	x	x	x	x	x	x	x
ME Setoriais	ME10	Eficiência energética nos instrumentos normativos municipais			x				
	ME11	Normas técnicas voltadas ao setor de edificações			x				
	ME12	Iniciativas voltadas ao setor público (edificações)			x				
	ME13	Linhas de crédito imobiliário			x				
	ME14	Programa ROTA 2030				x	x		
	ME15	Sistema Nacional de Informações do Saneamento (SNIS)		x					

Mecanismos Existentes (ME)			Setores envolvidos						
			Público		Edificações	Transportes		Industrial	Agropecuário
			IP	Saneamento		Passageiros	Cargas		
	ME16	Projeto de Eficiência Energética em Sistemas de Abastecimento de Água (ProEESA)		x					
	ME17	Eficiência energética no setor agropecuário							x

3. PROPOSTAS DE NOVOS MECANISMOS

De forma análoga à apresentada na seção anterior, a Tabela 2 apresenta os novos mecanismos propostos, relacionados à promoção da eficiência energética nos diferentes setores. Note-se que alguns dos mecanismos são transversais e outros são setoriais. No documento final elaborado (Proposta PDEf, 2021) são apresentadas motivações, descrições e estratégias para implementação das propostas. Já nos documentos intermediários são apresentados detalhes, especialmente úteis aos executores das políticas.

Tabela 2 – Novos mecanismos propostos

Mecanismos Propostos (MP)			Setores						
			Público		Edificações	Transportes		Industrial	Agropecuário
			IP	Saneamento		Passageiros	Cargas		
MP Transversais	MP01	Sistema Integrado de Informações em Eficiência Energética (SI^2E^2)	x	x	x	x	x	x	x
	MP02	Eficiência energética digital	x	x	x	x	x	x	x
	MP03	Leilões de eficiência energética	x	x	x	x	x	x	x
	MP04	Mercado de certificados de eficiência energética (certificados brancos)	x	x	x	x	x	x	x
	MP05	Operacionalização de um programa nacional de uso eficiente dos derivados de petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis				x	x		
	MP06	Programa de incentivo à gestão de energia	x	x	x	x	x	x	x
MP Setoriais	MP07	Etiquetagem e certificação de equipamentos		x			x		x
	MP08	Nível mínimo de eficiência energética para equipamentos		x					x
	MP09	Implementação de instrumentos institucionais para promoção da eficiência energética no setor público	x	x					
	MP10	Certificado de desempenho energético para transação imobiliária			x				
	MP11	Programa de eficiência energética no uso de gás natural em edificações			x				
	MP12	Mecanismos de fomento à cogeração			x				
	MP13	Otimização integrada da operação de reservatórios de hidrelétricas para possibilitar/fomentar o transporte hidroviário (revisão de critérios operacionais)					x		

Classificação: Interna

Mecanismos Propostos (MP)			Setores						
			Público		Edificações	Transportes		Industrial	Agropecuário
			IP	Saneamento		Passageiros	Cargas		
	MP14	Programa voltado à eficientização de rotas de serviços públicos municipais					x		
	MP15	Programas de incentivo à eletrificação do transporte				x	x		
	MP16	Inclusão de cláusulas de eficiência energética nas concessões de serviços de transporte público				x			
	MP17	Promoção do uso de combustíveis mais eficientes para transporte de passageiros				x			
	MP18	Acordos voluntários e redes de eficiência energética						x	
	MP19	Obrigações para o setor industrial						x	
	MP20	Programa nacional de eficiência energética no meio rural							x

4. PLANO DE AÇÃO GERAL

4.1 Conteúdo

Para cada uma das medidas apresentadas nas Tabelas 1 e 2 foram apresentados os seguintes elementos nos produtos intermediários e consolidados no produto final (Proposta PDEf, 2021):

- Ganhos de eficiência energética esperados com a implementação da medida;
- Cronograma proposto para implantação explicitando metodologia(s), etapas e agentes a serem envolvidos;
- Análise custo/benefício;

Classificação: Interna

- Mecanismo proposto de medição & verificação de resultados;
- Aspectos relacionados à gestão de energia, seguindo os pilares da ISO 50.001.

Adicionalmente aos itens apresentados anteriormente, os mecanismos foram alinhados aos fóruns existentes (por exemplo GT-Edificações) e às boas práticas internacionais. Para cada medida proposta:

- Foi caracterizada como ação de impacto (com benefícios energéticos diretos de energia economizada), ou estruturante (remove barreiras para que resultados de impacto sejam obtidos);
- Estimou-se potenciais técnicos, econômicos e de mercado;
- Foram avaliados cenários associados de aproveitamento, custo total (financeiro e transacional), com proposta de estratégia e indicadores de monitoramento da efetividade;
- Foram indicadas instituições/parceiros envolvidos, com estratégias para implantação, barreiras a serem suplantadas e análise de risco para implantação;
    - Foram definidas priorização, benefícios adicionais qualitativos e quantitativos (incluindo ambientais) e relação, quando pertinente, com os compromissos relacionados ao desenvolvimento sustentável assumidos pelo país (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e National Determined Contribution (NDC)).

4.2 Economia de energia prevista

A Figura 1 apresenta as projeções de consumo de energia, segundo o PDE 2029 e a proposta para o PDEf, considerando a implementação das medidas apresentadas nas Tabelas 1 e 2.

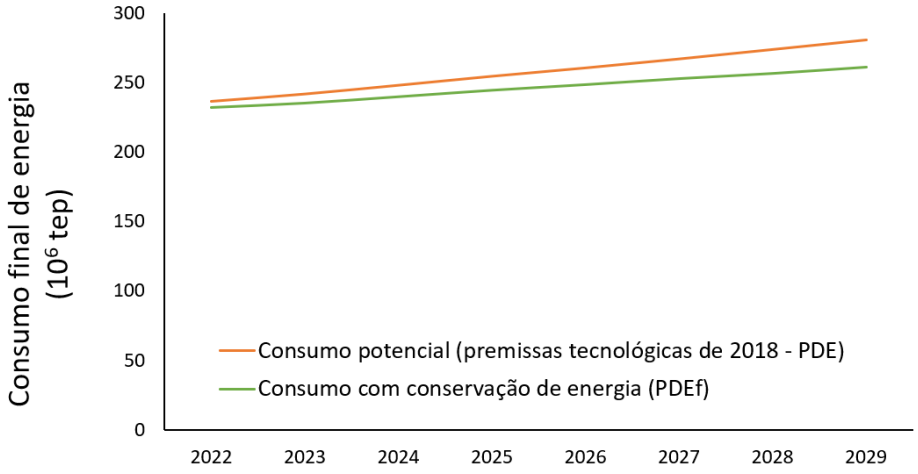


Figura 1 – Projeções PDE 2029 e PDEf

A projeção de economia de energia no ano de 2029, segundo a proposta para o PDEf é de 23,1 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, sendo que 84% se referem a combustíveis e 16% a eletricidade (43.759 GWh). A Figura 2 apresenta detalhamento setorial, de acordo com 3 cenários de projeção, considerando combustíveis e eletricidade. Observe-se que os maiores potenciais estão nos setores industrial e de transportes.

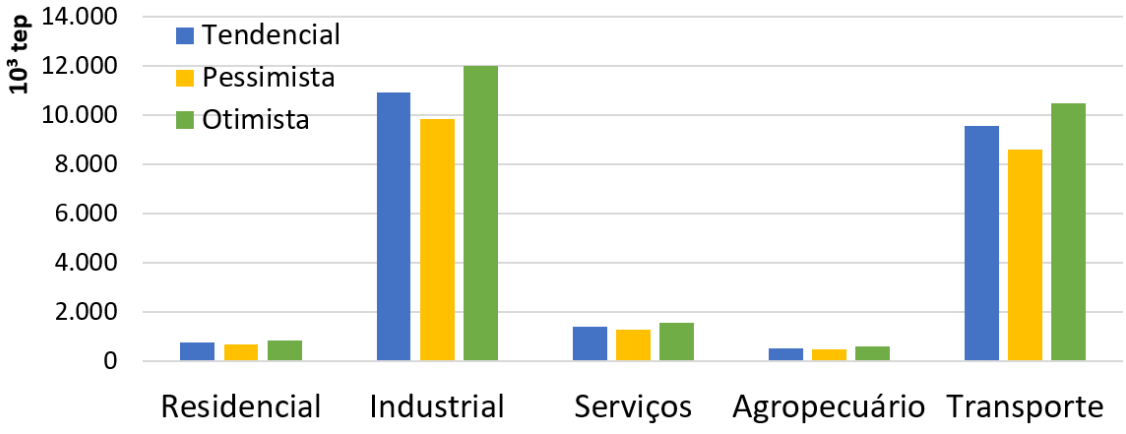


Figura 2 – Projeções setoriais para 2029, de acordo com cenários, considerando combustíveis e eletricidade

A Figura 3 apresenta a desagregação setorial para a projeção de 2029, considerando apenas a eletricidade. Percebe-se que os maiores potenciais estão nos setores industrial e de serviços.

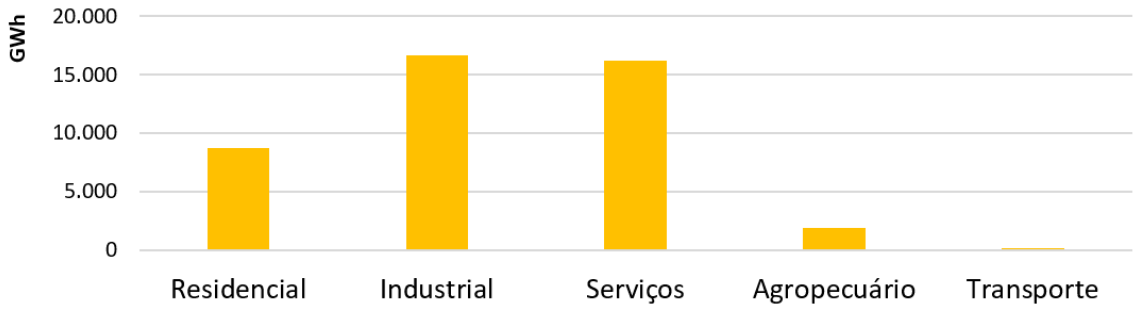


Figura 3 – Projeção setorial para 2029 considerando eletricidade

A Figura 4 apresenta a desagregação setorial para a projeção de 2029, considerando os combustíveis. Percebe-se que os maiores potenciais estão nos setores de transporte e industrial.

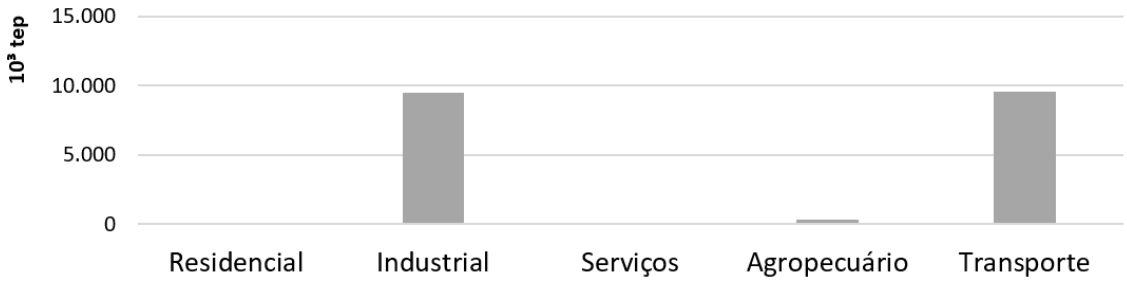


Figura 4 – Projeção setorial para 2029 considerando combustíveis

5. CONCLUSÕES

As propostas do PDEf mostram que, com decisões de ordem política e ajustes gerenciais, é possível ampliar os ganhos de eficiência energética já alcançados com as ações e programas que o governo brasileiro desenvolveu ao longo das últimas décadas, tais como o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel),

Classificação: Interna

Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet), Programa de Eficiência Energética (PEE) e Lei de Eficiência Energética. Estas propostas também sinalizam que se pode obter ganhos sistêmicos e sinergia entre os programas e se inserir a eficiência energética nos estudos relacionados ao planejamento energético nacional.

Este trabalho sintetiza um processo amplo e profundo, resultando nas medidas de eficiência energética aqui sumarizadas. O Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf) constitui-se em uma peça importante no processo do planejamento energético nacional, que tem no Plano Nacional de Energia (PNE) grandes metas e diretrizes para alcançá-las. O PDEf é um dos passos essenciais para a elaboração do PDE e deve compor um processo interativo e dinâmico, típico de um planejamento.

Dentre as diversas atividades, o PDEf contemplou, para todos os setores analisados (serviços públicos, edificações, transportes, industrial e agropecuário), o levantamento da experiência internacional e o diagnóstico nacional de políticas, programas e medidas transversais de promoção da eficiência energética. A avaliação da experiência internacional mostrou que muitas das políticas e programas bem-sucedidos no exterior podem ser aplicados ao país, desde que adaptados às condições brasileiras, tendo em vista as condicionantes econômicas e culturais aqui encontradas.

Já o diagnóstico nacional apontou que há muito o que ser melhorado, tendo em vista que, apesar de as políticas e programas existentes já terem uma história significativa, ainda há grandes potenciais. Assim, os aperfeiçoamentos apontados para os mecanismos existentes e os novos mecanismos propostos no âmbito desse PDEf buscaram melhorar tal cenário.

Conforme o Plano de Ação, estima-se que se chegue ao final desta década com uma redução do consumo de 44 TWh de energia elétrica, valor equivalente à aproximadamente a energia gerada pela parte brasileira da usina hidrelétrica Itaipu Binacional ou da usina hidrelétrica de Xingó, conforme o PDE 2029. Cabe destacar que a proposta para o PDEf prevê economias de

Classificação: Interna

combustíveis superiores às de energia elétrica, totalizando mais de 23 milhões de toneladas equivalente de petróleo.

Outro produto elaborado foi a atualização do Balanço de Energia Útil (BEU), com contribuições metodológicas para a identificação das perdas de energia baseadas nas Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica, permitindo identificar e estimar as perdas recuperáveis (atualmente não utilizadas) que correspondem a cerca de 4% do consumo energético total e alcançam 8,5% nas indústrias, que respondem por 75% dessas perdas, concentradas especialmente nos subsetores siderúrgico/metalúrgico, cimento, cerâmica e vidro, por seus efluentes térmicos a temperaturas mais altas..

A proposta apresentada faz parte de um processo do estabelecimento oficial do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), que está sendo conduzido pelas instituições competentes. Cabe destacar que todo o processo foi coordenado pelo Procel e acompanhado por um comitê estratégico, composto pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Além disso, durante o processo de elaboração da proposta, foram realizados seis *workshops* no formato *online* e diversas reuniões e interações com diversos setores, para a obtenção de subsídios para a formulação da proposta.

Por fim, destaca-se que a proposta para o PDEf já vem sendo colocada em prática. Um dos desafios na elaboração do 4º Plano de Aplicação de Recursos do Procel foi o de endereçar os investimentos para os projetos elencados nas medidas propostas. Dentre os projetos aprovados, diversas ações estão alinhadas à proposta para o PDEf, como as voltadas para edificações, indústria e saneamento. A proposta também foi considerada, tanto qualitativamente, quanto quantitativamente, no Plano Decenal de Energia de 2031 (MME, 2022), inclusive no seu Caderno sobre Demanda e Eficiência Energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN COUNCIL FOR AN ENERGY-EFFICIENT ECONOMY (ACEEE). The 2018 International Energy Efficiency Scorecard. Estados Unidos, 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) & EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasil, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) & EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Brasil, 2022.

PROCEL/Eletrobras e iX Estudos e Projetos. Proposta para o Plano Decenal de Eficiência Energética – Proposta PDEf, 2021. Disponível em: https://eletrobras.com/pt/Paginas/PlanoDecenalEficienciaEnergetica.aspx. Acesso em 18 de abril de 2022.

WORLD BANK GROUP. Policy Matters: Regulatory Indicators for Sustainable Energy – RISE. Estados Unidos, 2018.

Classificação Interna

PROPOSTAS DE AÇÕES PARA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO CONTEXTO DO ESTADO DE MATO GROSSO (MT)

Danielle Rodrigues Raimundo[1]; Felipe Emanuel Sales[1]; Carla Kazue Nakao Cavaliero[1]; Ennio Peres da Silva[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

Para atender às necessidades da população em iluminação, transporte e conforto térmico, os recursos energéticos passam por diversos processos e, em boa parte, são desperdiçados ou mal utilizados. Nesse contexto, a eficiência energética torna-se essencial pois estabelece reduções consideráveis no consumo de energia e, consequentemente, de investimentos, recursos e impactos ambientais. Em vista disso, o presente trabalho tem por objetivo trazer propostas de ações de eficiência energética para o contexto do estado de Mato Grosso (MT), considerando quatro cenários de projeções: dois cenários de crescimento econômico e dois cenários de ações de eficiência energética. Os setores avaliados foram os setores agropecuário, industrial e de transportes. Os resultados mostraram uma redução significativa no consumo final de energia, mostrando o potencial do estado para implementar essas medidas.

Palavras-chave: Ações. Eficiência energética. Mato Grosso. Setores econômicos.

ABSTRACT

To meet the population's needs in lighting, transport and thermal comfort, energy resources go through several processes and, in large part, are wasted or misused. In this context, energy efficiency becomes essential as it establishes considerable reductions in energy consumption and, consequently, in investments, resources and environmental impacts. Thus, the present work aims to bring proposals for energy efficiency actions to the context of the state of Mato Grosso (MT), considering four projection scenarios: two scenarios of economic

growth and two scenarios of energy efficiency actions. The sectors evaluated were the agricultural, industrial and transport. The results showed a significant reduction in final energy consumption, showing the state's potential to implement these measures.

Keywords: Actions. Energy Efficiency. Mato Grosso. Economics sectors.

1. INTRODUÇÃO

A energia é fundamental para a qualidade de vida e o crescimento econômico de qualquer país, e igualmente importante é a produção e o uso eficiente dessa energia. Para atender às necessidades da população em iluminação, transporte e aquecimento, os recursos energéticos passam por diversos processos e, em boa parte, são desperdiçados ou mal utilizados (HADDAD e NOGUEIRA, 2019). Dessa forma, define-se “eficiência energética” como a atividade que busca melhorar o uso das fontes de energia, promovendo seu uso racional. Em suma, é fazer mais com menos energia (ABESCO, 2021), mantendo conforto, qualidade, segurança e conservando os recursos naturais (EPE, 2021).

Nesse contexto, a eficiência energética (EE) de sistemas, edificações, processos e equipamentos torna-se fundamental, pois representa reduções consideráveis no consumo de energia e, consequentemente, de custos, investimentos, recursos e impactos ambientais (HADDAD e NOGUEIRA, 2019). A disposição de instrumentos de políticas públicas visando à promoção da eficiência energética, com o intuito de mitigar a emissão dos gases de efeito estufa e a redução do consumo de combustíveis fósseis, é imprescindível (ALTOÉ et al., 2017), principalmente nos setores subordinados ao desenvolvimento econômico e produtivo.

O presente trabalho tem como objetivo trazer propostas de ações de EE para o contexto do estado de Mato Grosso, utilizando projeções de crescimento dos setores econômicos do estado. Mato Grosso tem se destacado, há alguns anos, no cenário nacional, principalmente devido a seus indicadores

econômicos, com crescimento médio do PIB estadual igual a 5,1% a.a., sendo a 13ª economia regional do país, em 2017 (SILVA e DORILEO, 2020).

2. METODOLOGIA

Os dados do Balanço Energético Estadual do Mato Grosso e mesorregiões 2018 (BEEMT 2018, 2019) foram utilizados para realizar as projeções. Foram construídos cenários quinquenais de crescimento econômico, a partir do PIB do estado, para o período de 2017 a 2037, considerando o consumo final, conforme apresentado na Matriz Energética de Mato Grosso e mesorregiões 2036 (MEMM 2036, 2019). Os dados adotados de crescimento do PIB encontram-se na Tabela 1. O cenário de EE com políticas já vigentes foi elaborado de acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2006); por fim, o cenário de EE com mecanismos adicionais foi realizado com base nos Produtos do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf, 2021).

Tabela 1 - Considerações para elaboração dos cenários de acordo com o crescimento do PIB do estado

Ano base (2021)	Cenário Base	Acelerado
Crescimento do PIB	3,04% a.a	4,48% a.a

Fonte: elaboração própria a partir de MEMM 2036 (2019)

O primeiro cenário foi tomado como “cenário base”, que considera o crescimento do PIB estadual semelhante ao crescimento atual, mantendo-se também os crescimentos de população e PIB *per capita*; já o segundo cenário, acelerado, leva em conta resultados econômicos mais otimistas (MEMM 2036, 2019). O cenário de EE com base em políticas já vigentes (EE 1) considera os ganhos de eficiência, por setor da economia, conforme mostra a Figura 1, de acordo com a Nota Técnica da EPE - DEA 13/15 (2016) - Demanda de Energia 2050. Os programas de EE já vigentes no país considerados nesse cenário foram o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), o Programa de Eficiência

Energética (PEE), o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), o Programa Nacional de Uso Racional de Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET) e a Lei de Eficiência Energética (LEE).

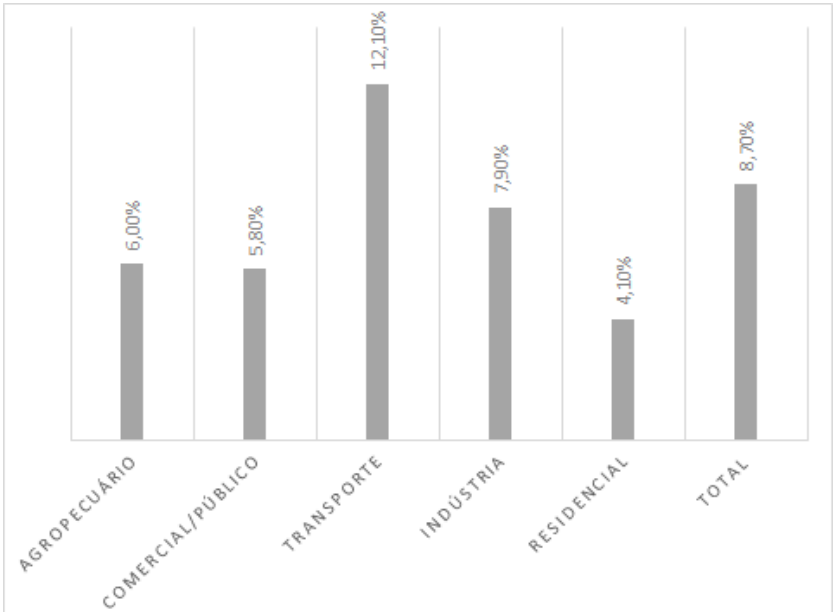


Figura 1 - Ganho total estimado com a eficiência energética por setor
Fonte: EPE (2007) *apud* EPE (2016)

O cenário de EE com mecanismos adicionais (EE 2) foi concebido com base nos ganhos de eficiência energética, por programa, de acordo com os Produtos do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf, 2021). Para esse cenário, como mecanismos adicionais de EE, foram considerados os leilões de eficiência energética; a etiquetagem de novos equipamentos; o Nível Mínimo, que estabelece níveis mínimos de eficiência energética; o SI2E2 (Sistema Integrado de Informações em Eficiência Energética) aplicado ao setor agropecuário; e o EED (Eficiência Energética Digital) na irrigação.

3. RESULTADOS

Os dados de consumo de energia por setor, para a construção das projeções, foram retirados do BEEMT 2018 (2019). Para o cenário base,

considerou-se um crescimento do PIB do estado na ordem de 3,04% a.a, de 2017 a 2037, e aplicou-se esse crescimento para todos os setores analisados. O mesmo foi feito para o cenário acelerado, que considerou um crescimento do PIB do estado na ordem de 4,48% a.a. O cenário EE 1, em que o ganho estimado por setor foi aplicado anualmente, conforme os dados expostos na Figura 1, para o mesmo período, considerou os seguintes ganhos em eficiência energética: 6,0% para o setor agropecuário; 7,9% para o setor industrial; e 12,1% para o setor de transportes. Por fim, o cenário EE 2 considerou um ganho de 1% a.a. para cada mecanismo adicional de EE, de acordo com os Produtos do PDEf (2021). Assim, o ganho final de EE adicional foi igual a: 2,0% a.a para o setor agropecuário; 2,0% a.a. para o setor industrial; e 1,0% a.a para o setor de transportes.

3.1 Setor Agropecuário

O setor agropecuário é o segundo setor que mais possui influência no âmbito energético do estado de Mato Grosso, sendo um dos principais responsáveis pela geração de empregos, desenvolvimento de tecnologias e movimentação da economia. A demanda de energia pelo setor é principalmente oriunda de eletricidade, óleo diesel e lenha (BEEMT 2018, 2019).

De acordo com os resultados das projeções, apresentados na Figura 2, o consumo final apresenta uma tendência de crescimento no horizonte 2037 para todos os cenários. O cenário acelerado apresenta um consumo energético final 27,4% maior que o cenário base. Comparando-se o cenário EE 1 com o cenário base, há uma economia de 413 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa uma redução de 30% no consumo final de energia. Por fim, considerando-se o cenário EE 2 e o cenário base, a redução é de 40% (550 mil tep). O ganho das ações no cenário EE 2 ficou, aproximadamente, 14% maior do que no cenário EE 1.

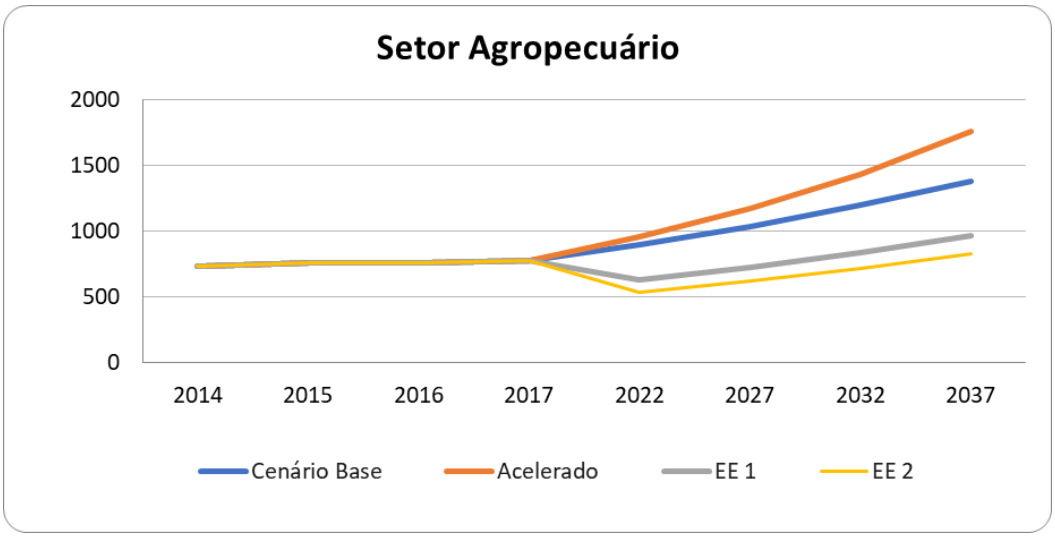


Figura 2 – Projeções do consumo energético final para o setor agropecuário [10^3 tep]
Fonte: elaboração própria a partir de BEEMT 2018 (2019), EPE (2016) e PDEf (2021)

De acordo com o Produto 11 do PDEf (2021), os programas vigentes para o setor agropecuário seriam as próprias ações autônomas das esferas estaduais e municipais para o setor. Os mecanismos adicionais seriam a Etiquetagem (bombas, motores e maquinários) e os mecanismos adicionais setoriais. A formulação de políticas públicas de EE para o setor agropecuário passa por medidas como o incentivo da modernização de equipamentos, principalmente motores e bombas, com o implemento da geração distribuída de fontes como os bioderivados e a energia solar fotovoltaica. A renovação dos motores à combustão interna, o uso de sistemas mais eficientes de motores elétricos e de bombeamento para a irrigação também são ações que contribuem para esse setor (PDE 2030, 2020; PDEf Produto 11, 2021). Outros mecanismos seriam a criação de mercado de certificados brancos no setor e programas de certificação de equipamentos de secagem e armazenamento para agricultura, além da eficiência energética digital na irrigação (EED) (PDEf Produto 11, 2021).

3.2 Setor Industrial

O processo de industrialização do estado de Mato Grosso ocorreu de maneira tardia, devido a sua economia ser prioritariamente extrativa e agrícola.

Atualmente, a comercialização de produtos *in natura* (sobretudo soja) promove a expansão da agroindústria voltada para o mercado externo, existindo forte tendência da continuidade de sua expansão (OYAMADA e DE LIMA, 2015). Nesse setor, a variação entre o cenário base e o cenário EE 1 foi de 364 mil tep (39,5%), e entre o cenário base e o cenário EE 2 foi de 456 mil tep (49,5%), conforme Figura 3. O cenário EE 2 apresentou ganhos de eficiência energética 16,5% maiores que o cenário EE 1.

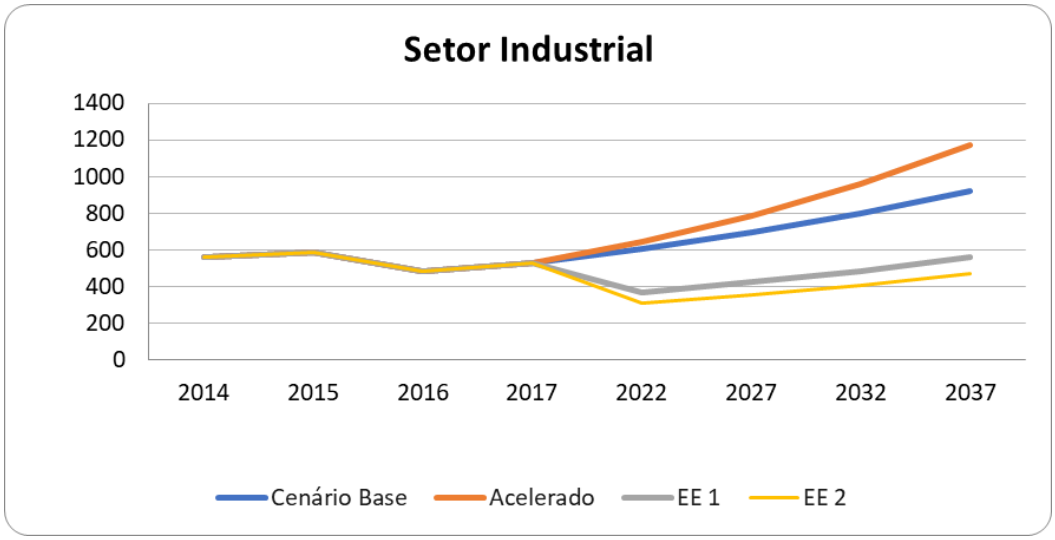


Figura 3 – Projeções do consumo energético final para o setor industrial [10^3 tep]
Fonte: elaboração própria a partir de BEEMT 2018 (2019) e EPE (2016)

Os programas considerados como já implementados no setor industrial de Mato Grosso, de acordo com o Produto 7 do PDEf (2021), seriam o PROCEL indústria, o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), a Lei de Eficiência Energética (LEE) e o Programa de Eficiência Energética (PEE). Já os mecanismos adicionais seriam os leilões de eficiência energética e as políticas setoriais. A maior parte das ações voltadas para EE nesse setor estão relacionadas ao campo de acionamento industrial, motores elétricos e utilização de fontes de energia renováveis. Conforme comentado no Produto 7 do PDEf (2021), a economia de energia elétrica para o setor industrial poderá ocorrer por meio de uma combinação entre mecanismos de políticas existentes para esse

setor, bem como por ações autônomas das indústrias, como o *retrofit* de instalações, novas unidades industriais mais modernas e eficientes energeticamente (também conhecidos como projetos *greenfield*) e ações de gestão de uso da energia.

Segundo Silva e Dorileo (2020), o padrão de consumo das indústrias mato-grossenses mostra uma forte participação da energia térmica, sendo necessárias medidas para substituição dos derivados de petróleo. Os autores sugerem, para o setor industrial, a implementação de políticas de EE específicas, com programas de incentivo à redução do consumo de energia; planos com metas de conservação de energia, através de parcerias de cooperação com instituições de apoio às cadeias produtivas; presença de programas para estímulo à substituição de energéticos ineficientes e de equipamentos obsoletos; implementação e disseminação da cultura de gestão energética integrada com água, utilidades, resíduos e efluentes; e intensificação de redes de treinamento e capacitação profissional de mão-de-obra qualificada em eficiência energética e energias renováveis, entre outros.

3.3 Setor de Transportes

As variações obtidas para o setor de transporte, nas projeções, apresentaram os resultados mais expressivos. A redução no consumo final de energia entre o cenário base e o cenário EE 1 ficou na ordem de 3286 mil tep, ou 60,5%. Já entre o cenário base e o EE 2 ficou na ordem de 3558 mil tep, ou 65,5%. As ações de EE adicionais superam as já implementadas com um ganho aproximado de 13% e conferem uma redução bastante significativa, de quase 73%, em comparação ao consumo final de energia no cenário acelerado.

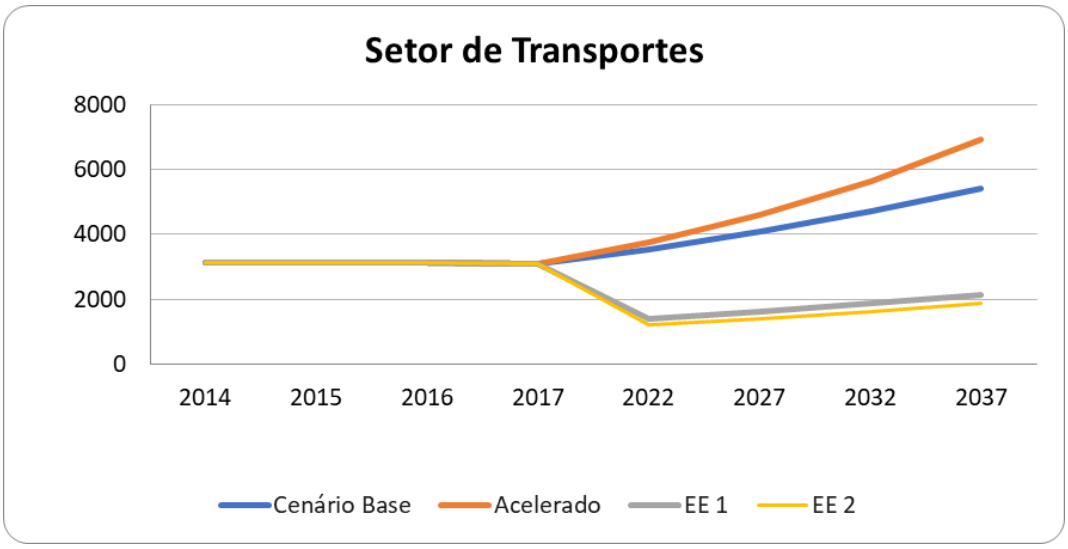


Figura 4 – Projeções do consumo energético final para o setor de transporte [10^3 tep]
Fonte: elaboração própria a partir de BEEMT 2018 (2019) e EPE (2016)

Segundo um estudo apresentado por De Lima e Penna (2016), a agroindústria, a agropecuária e o comércio relativo a essas atividades denotam a importância do setor de transportes para a economia mato-grossense, em que o meio rodoviário é unimodal. Em uma análise global das emissões evitadas com a eficiência energética no setor de transportes de Mato Grosso aplicando-se as medidas de conservação do cenário EE 1, pode-se impedir a emissão de até 9298 $ktCO_2$ (MEMM, 2036).

O planejamento logístico é a principal ferramenta para equalizar ações de EE no setor de transportes, onde a adoção de um modelo intermodal é favorável (SOLIANI et al., 2017), como o uso das ferrovias. Para o estado, pode-se promover o implemento de ações como o estabelecimento de requisitos mínimos normatizados, através da etiquetagem com indicadores de EE, com atuação conjunta de fabricantes e entes públicos (MAIA, 2015). Os investimentos aqui designados revertem-se em diversos ganhos, como geração de empregos e aumento da produção e seu escoamento (MATTIELLO e FIGUEIREDO, 2011), além da promoção da sustentabilidade. Estima-se que esses ganhos se dão por melhorias da tecnologia de motores, da penetração de novas tecnologias automotivas (veículos híbridos e elétricos) e pelo aumento da participação de

modais menos energointensivos (PDEf Produto 2, 2021). A etiquetagem de pneus, promovida em países como a Coreia do Sul, poderia ser uma ação adicional muito útil para o setor no estado.

É possível perceber, em todas as projeções realizadas, que os primeiros cinco anos de implementação das ações de EE resultam em uma queda considerável no consumo final de energia. Isso se deve ao fato de que as ações de EE promovem resultados mais significativos e tangíveis no curto prazo, seja pela substituição de equipamentos antigos, modernização de sistemas ou até mesmo pela mudança de hábitos da população.

A matriz energética do Mato Grosso e Mesorregiões 2036 (MEMM 2036, 2019) estabelece propostas de políticas públicas para o estado, e suas principais contribuições designam uma exploração do potencial energético estadual através de um planejamento energético descentralizado, com a introdução da fonte solar fotovoltaica e da biomassa para a geração de eletricidade. Destaca-se, também, a necessidade do estabelecimento de políticas públicas relacionadas ao uso de combustíveis renováveis para o suprimento do setor de transportes. No setor agropecuário, sugere-se ações para o aproveitamento energético de resíduos agrícolas, da pecuária e da madeira oriunda do manejo florestal nas áreas públicas e privadas (MEMM 2036, 2019).

4. CONCLUSÕES

Com base nas projeções e nos resultados obtidos, pode-se notar a importância da EE não apenas para o desenvolvimento econômico de um país ou de um estado, mas também para a promoção da sustentabilidade e da redução das emissões de gases de efeito estufa. As ações de EE contribuem para um consumo de energia mais consciente e racional, e o Brasil ainda tem muito a crescer nessa área.

Em se tratando do estado de Mato Grosso, nota-se um grande potencial para a adoção de medidas de EE nos setores analisados, que se convertem em ganhos significativos no consumo final de energia. A vocação agropecuária e o escoamento rodoviário da produção favorecem a criação de políticas para o uso

eficiente de combustíveis e para a eficiência energética no campo, principalmente no uso dos maquinários pesados na agricultura, irrigação e no aproveitamento de resíduos para geração de eletricidade. Ou seja, o estado do Mato Grosso oferece grandes oportunidades para a implementação das ações de EE, o que se converte também em ganhos para o meio ambiente, economia e para a população em geral.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABESCO. Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia. O que é eficiência energética? 2021. Disponível em: http://www.abesco.com.br/pt/o-que-e-eficiencia-energetica-ee/ Acesso em: 01 de jun 2021.

ALTOÉ, Leandra; COSTA, José Márcio; OLIVEIRA FILHO, Delly; MARTINEZ, Francisco J. R.; FERRAREZ, Adriano H.; VIANA, Lucas A. Políticas públicas de incentivo à eficiência energética. Estudos Avançados, v. 31, n. 89, p. 285-297, 2017.

BEEMT 2018. Balanço Energético do Estado de Mato Grosso e Mesorregiões 2018 ano base 2017. Secretaria de Desenvolvimento Econômico. Cuiabá, Mato Grosso, 2019.

DE LIMA, Ronei Coelho; PENNA, Nelba Azevedo. A logística de transportes do agronegócio em Mato Grosso (Brasil). Revista Franco-Brasileira de Geografia, nº 26, 2016. DOI: https://doi.org/10.4000/confins.10707

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Eficiência Energética. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/eficiencia-energetica. Acesso em: 01 jun 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050. Série ESTUDOS DA DEMANDA DE ENERGIA. 2016. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-

458/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf. Acesso em: 30 jun 2021.

HADDAD, Jamil.; NOGUEIRA, Luiz. A. Horta. Quem é Quem da Eficiência Energética no Brasil. Ministério de Minas e Energia, 2019. Arquivo em PDF.

MAIA, Victor César. Análise do Potencial de Eficiência Energética no Setor de Transporte Rodoviário de Cargas Brasileiro. 2015. (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MATTIELLO, Cláudia Cristina; FIGUEIREDO, Adriano Marcos Rodrigues. A importância do FETHAB para o setor de transporte rodoviário do estado de Mato Grosso (2000-2006). UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO / NÚCLEO DE DOCUMENTAÇÃO E INFORMAÇÃO HISTÓRICA REGIONAL - NDIHR. Revista Eletrônica 4, 2011.

MEMM 2036. Matriz Energética de Mato Grosso e Mesorregiões 2036. Secretaria de Desenvolvimento Econômico. Cuiabá, Mato Grosso, 2019.

OYAMADA, Graciela Cristine; DE LIMA, Jandir Ferrera. A formação industrial do estado de Mato Grosso: do século XVII ao século XX. Acta Geográfica, v. 9, n. 21, p. 69-81, 2015.

PDE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020.

PDEf. Plano Decenal de Eficiência Energética. Produto 2 - Diagnóstico de ações existentes no país e propostas de aperfeiçoamento. Versão final, 2021. Arquivo em PDF.

PDEf. Plano Decenal de Eficiência Energética. Produto 7 - Propostas de novas ações no setor industrial. Versão final, 2021. Arquivo em PDF.

PDEf. Plano Decenal de Eficiência Energética. Produto 11 - Plano Decenal de Eficiência Energética. Versão final, 2021. Arquivo em PDF.

SILVA, Roberto Perillo Barbosa; DORILEO, Ivo Leandro. Análise do Padrão e Projeções de Longo Prazo do Consumo Energético e de Emissões do Setor

Industrial Mato-Grossense. Revista Brasileira de Energia. vol. 26, nº 4. http://dx.doi.org/10.47168/rbe.v26i4.576, 2020.

SOLIANI, Rodrigo Duarte; ARGOUD, A. R. T. T.; LOPES, Lineia Jollembeck. A sustentabilidade no transporte rodoviário de cargas no Brasil. XXVII SIMPEP, 2017.

RASTREABILIDADE DO PORTFÓLIO DE GERAÇÃO DE UMA VIRTUAL POWER PLANT UTILIZANDO BLOCKCHAIN

João Tadeu Alves dos Santos[1]; Célio Bermann[2]

[1]SiDi Campinas; [2]Universidade de São Paulo

RESUMO

O surgimento dos agregadores e utilização de sistemas de Virtual Power Plant se mostram uma tendência face a modernização e abertura do mercado de energia elétrica no Brasil. A gestão e rastreabilidade da energia produzida por unidades geradoras presentes em seu portfólio, visando garantir transparência para consumidores e órgãos fiscalizadores, mostra-se um desafio que exige pesquisas e soluções seguras, confiáveis e adequadas para um ambiente digitalizado. A tecnologia blockchain se mostrou como um ferramental capaz de auxiliar quanto a esta necessidade, garantindo as características esperadas. Através da simulação de uma Virtual Power Plant, verificou-se a dinâmica de rastreabilidade utilizando smart contracts, com resultados promissores para o futuro deste tipo de aplicação.

Palavras-chave: Blockchain, Contratos Inteligentes, Virtual Power Plant, Rastreabilidade.

ABSTRACT

The emergence of aggregators and the use of Virtual Power Plant systems show a trend in the face of modernization and opening of the electric energy market in Brazil. The management and traceability of the energy produced by generating units present in its portfolio, aiming to guarantee transparency for consumers and supervisory entities, is a challenge that requires research and safe, reliable and appropriate solutions for a digitalized environment. Blockchain technology proved to be a tool capable of assisting in this need, ensuring the expected characteristics. Through the simulation of a Virtual Power Plant, the dynamics of

traceability using smart contracts was verified, with promising results for the future of this type of application.

Keywords: Blockchain, Smart Contracts, Virtual Power Plant, Traceability.

1. INTRODUÇÃO

O aumento gradual da abertura do setor elétrico brasileiro, como apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu plano decenal (EPE, 2020), permitirá a presença de novos modelos de negócio. Entre eles, os agentes conhecidos como agregadores, presentes em outros países, com a finalidade de coordenar portfolios de geração, com unidades geradoras dispersas geograficamente (IRENA, 2019).

Por sua vez, a presença de agregadores e a digitalização do setor elétrico, com uma expansão dos *Smart Grids*, permite a introdução de sistemas de *Virtual Power Plant* (VPP) (IRENA, 2019; YU e colab., 2019). As VPPs são arquiteturas de hardware e software virtualizando uma usina, comercializando a energia produzida com o mercado como uma planta tradicional, mas sem existir como entidade física (GHAVIDEL e colab., 2016; KIM e colab., 2019; SABOORI e colab., 2011).

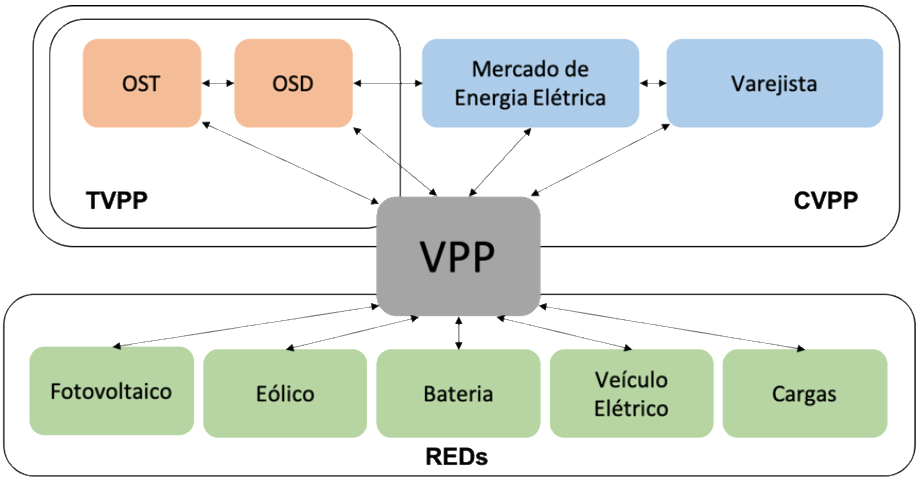


Figura 1 – Representação das relações de uma VPP

No âmbito operacional, as soluções que a compõe, permitem fazer a previsão de geração das suas fontes, previsão do comportamento de sua demanda e a gestão do despacho de seu portfólio. A flexibilidade de operar as fontes de forma complementar, reduzindo a intermitência do conjunto demonstra o potencial de sua aplicabilidade no mercado. Financeiramente, uma gestão realizada de forma otimizada, demonstra a viabilidade deste tipo de ator, uma vez que pode operar buscando o ponto ótimo entre diversas fontes e sua demanda (ADU-KANKAM; CAMARINHA-MATOS, 2018).

Contudo, a gestão de um portfólio com a presença de várias fontes, de diferentes tecnologias, preços e comportamentos, exige uma sistemática confiável para o controle da composição da geração ao longo do tempo (NGUYEN-DUC; NGUYEN-HONG, 2020; PATERNINA e colab., 2018). A possibilidade de rastrear a energia produzida se mostra mandatório para uma VPP, permitindo saber quanto deve ser pago para cada gerador e informando aos consumidores e entidades fiscalizadoras a origem da energia (WANG e colab., 2019).

Este trabalho investiga a possibilidade de utilizar a tecnologia blockchain como uma ferramenta de rastreabilidade. A possibilidade deste rastreamento, abre portas para um futuro digital, onde a produção de energia e informações estão intrinsicamente ligadas. Essa funcionalidade poderá garantir a origem da energia que é transacionada pelo sistema interligado para os consumidores e entidades de fiscalização.

2. BLOCKCHAIN E RASTREABILIDADE

A tecnologia blockchain tem estado em evidência nos últimos anos por ser a sustentação dos mecanismos das criptomoedas, onde o *Bitcoin* se mostrou um dos catalizadores deste interesse e também pelas aplicações que se mostram viáveis (MOUGAYAR, 2016; NAKAMOTO, 2008). Embora as aplicações financeiras se mostrem um segmento de interesse, com potencial de mudar as dinâmicas dentro do setor (UGARTE, 2018), outros setores

demonstram interesse em suas variadas aplicações e a possibilidade de criação de novos modelos de negócio (TAPSCOTT; TAPSCOTT, 2016).

O setor elétrico, não diferente dos demais, demonstra interesse na adoção deste tecnologia, abrindo espaço para pesquisa e desenvolvimento de soluções com uso da tecnologia (DI SILVESTRE e colab., 2020). As características do blockchain, como a imutabilidade de registros garantindo as transações realizadas, a transparência sobre negociações que pode ser útil para fiscalização e a segurança proporcionada por seu uso são características que se destacam para o setor para diferentes aplicações (FU e colab., 2020; KIM e colab., 2019; LAI e colab., 2021; YAHAYA e colab., 2020).

A rastreabilidade de ativos utilizando blockchain se mostra um campo investigativo em outros setores, como o de *supply chain* e agronegócio (MIRABELLI; SOLINA, 2020) ou mesmo dentro do conceito de economia circular (BÖCKEL e colab., 2021). O mesmo conceito pode ser base para realizar o rastreio da produção de energia, indicando de forma segura e confiável a origem da energia gerada. A integração como um sistema de VPP ganha outros contornos, uma vez que identificar a origem da geração é parte importante da agregação de fontes. O rastreamento garante as ações financeiras de pagamento aos geradores, a informação precisa da origem de energia para os consumidores, assim como garante aos órgãos fiscalizadores a composição da geração da VPP ao longo do tempo.

3. METODOLOGIA

Visando a compreensão do funcionamento de um sistema de VPP frente a possibilidade de rastrear a produção de energia utilizando blockchain, foi desenvolvida uma Prova de Conceito (*Proof-of-Concept*, PoC) utilizando o *Hyperledger Fabric*. A Figura 2 apresenta uma representação das camadas da PoC, compreendendo os componentes de Front-End, Back-End e a camada de Blockchain. A interface com o *Firebase* corresponde a comunicação em tempo real do sistema, apenas para reduzir o tempo de desenvolvimento.

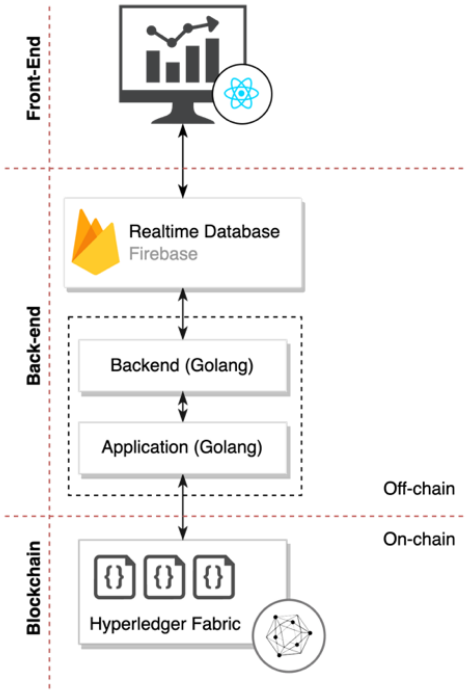


Figura 2 – Arquitetura da PoC

A camada de Front-End corresponde a um *dashboard* que permite iniciar o a simulação diária, acompanhando a demanda e a oferta ao longo da simulação diária pela PoC, apresentado na Figura 3. Adicionalmente, a Figura 4 apresenta a interface de acompanhamento das fontes que compõe o portfólio da VPP simuladas e pode-se, através dos painéis de indicação, acompanhar se a fonte está despachando e qual valor do despacho para o instante observado em tempo real.

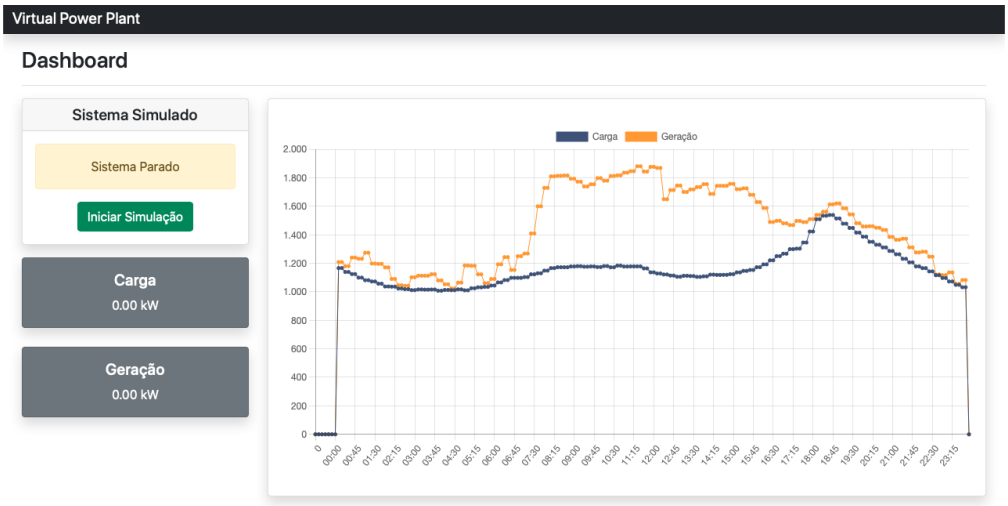


Figura 3 – Dashboard da PoC com curva de carga e geração

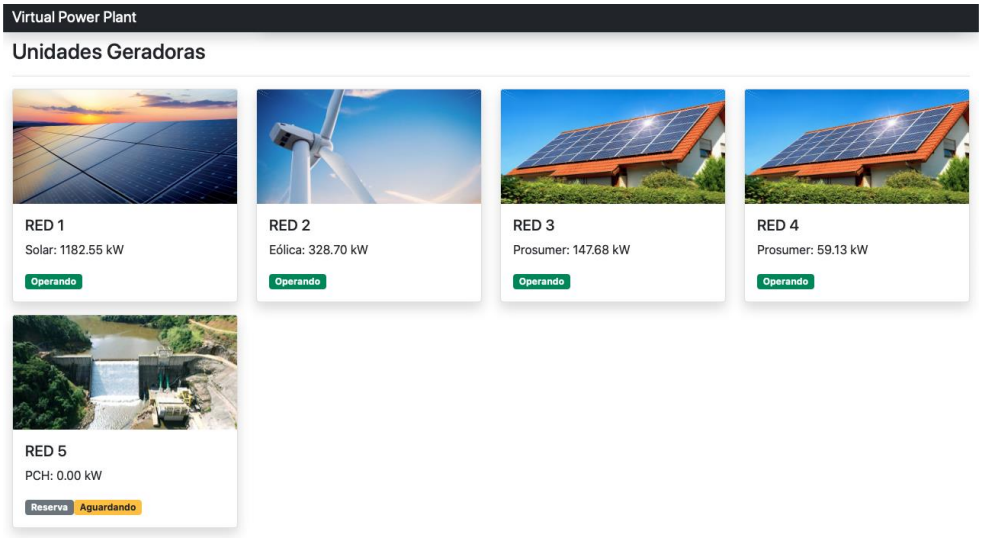


Figura 4 – Dashboard da PoC com painéis para cada unidade geradora

A arquitetura projetada permite customizar o experimento, uma vez que a camada back-end permite a integração com dados das unidades geradoras, no caso do experimento são arquivos com os dados de simulação, assim como integração com a rede blockchain. Nesta camada, pode-se alterar os *smart contracts* para testar diferentes dinâmicas. Para a simulação de rastreabilidade, optou-se pela configuração de contratos apresentados na Figura 5, onde o *Main Contract* representa o contrato de comercialização onde cliente e geradores

assinam, posteriormente o *Oper Contract* registra a produção e fornecimento de energia e o *Pay Contract* realiza os pagamentos ao final do ciclo simulado.

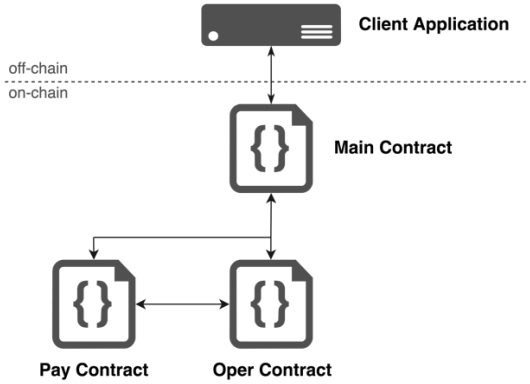


Figura 5 – Estrutura de Contratos para Simulação do Rastreamento

A simulação compreendeu desde a assinatura de um cliente fictício, passando pela assinatura de contrato com as fontes, com termos definidos quanto a precificação, com posterior execução de contratos operacionais durante a geração e execução de pagamentos ao fim do intervalo simulado. O desenvolvimento permitiu simular uma janela operacional de 24h, com variação da carga e do despacho de cada fonte. A variação de carga ao longo do período definido serviu para balizar a necessidade de despacho, coordenando as fontes disponíveis no portfolio de geração do sistema de VPP desenvolvido.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As simulações realizadas com a PoC permitiram verificar as respostas obtidas pelo processamento dos *smart contracts* e observar a simulação da VPP no horizonte definido. O fluxo de informação de mostrou aderente a necessidade de gestão da geração e da execução de contratos para pagamento de cada mantenedor das fontes dispostas no portfólio.

Uma vez registrada a contribuição de cada fonte, o sistema de VPP pode identificar a contribuição de cada unidade geradora e ao fim do ciclo de

fornecimento, realizar o pagamento de forma proporcional e com valor de venda pré-definido.

Para cada simulação, ao final do ciclo operativo da VPP, era apresentada uma interface com a totalização do dia, vista na Figura 6. Os valores contabilizados correspondiam a soma diária da carga, energia gerada e do excedente. Adicionalmente eram exibidos os valores gerados por cada fonte presente no portfolio, valores que eram retirados da totalização registrada nos contratos no momento do fechamento diário.

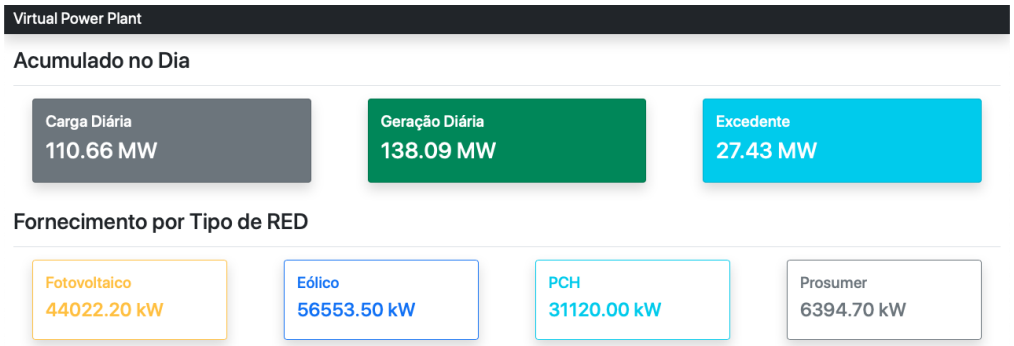


Figura 6 – Totalização da demanda e da energia gerada durante a simulação

Os registros armazenados permitiram, em tempo real, ou ao longo do tempo, obter um mecanismo confiável para rastreamento da energia produzida pelo portfolio. Isso se traduz em um elemento que pode indicar aos consumidores e aos órgãos de fiscalização a composição responsável pela energia fornecida a cada instante de medição. Desta maneira, o consumidor poder ser informado sobre qual a real composição da energia que consome, enquanto um órgão de fiscalização pode verificar em tempo real ou em períodos determinados de auditoria, se os contratos foram cumpridos de forma integral, garantindo assim a operação da VPP.

Comercialmente, os clientes podem ter de forma certificada o fornecimento realizado pela VPP, comprovando o uso de fontes renováveis de energia. Empresas que adotam práticas de ESG (*Environmental, Social and Governance*) podem garantir ao mercado e aos acionistas que seu consumo vem

de fontes de baixo carbono. Consumidores preocupados com o ambiente podem ter a segurança em sua compra e no fornecimento.

Registrada a quantidade de energia vendida para o cliente final, o pagamento realizado pelo contrato de venda resulta em uma divisão proporcional ao fornecimento. Este mecanismo, através do regramento presente no *smart contract* permite um pagamento referenciado a determinadas condições e parâmetros para cada tecnologia. A Tabela 1 apresenta as informações sobre a geração de cada fonte e o valor pago fracionado, com a referência de preço definida no contrato assinado no início da simulação.

Tabela 1 – Valor da energia total gerada por cada unidade, com respectivo valor pago

Unidade Geradora	Gerado [kW]	Valor Pago
Fotovoltaico	44.022,26	R$ 199,97
Eólico	56.553,29	R$ 256,89
Prosumer 1	3.197,42	R$ 9,53
Prosumer 2	3.197,42	R$ 9,53
PCH	31.120,00	R$ 563,82

Os regramentos de contratos podem ser geridos pela VPP, possibilitando aos *prosumers* regras diferentes de unidades de geração eólica, que podem por sua vez serem diferentes de regras para PCHs (Pequenas Centrais Hidroelétricas), definindo um valor para cada fonte ou benefícios para dados segmentos. A execução do pagamento pode ser feita de forma automática e segura, onde cada ator tem acesso ao que foi produzido e efetivamente pago. Enquanto o cliente final pode ter acesso a composição do portfolio responsável pela sua energia, contudo, sem acesso aos dados sensíveis ao negócio, como preço negociado com cada unidade presente no portfólio.

Similarmente, a energia renovável transacionada e registrada pela VPP pode dar origem a emissão RECs (*Renewable Energy Certificate*). Os certificados podem ser emitidos com base no portfólio de geração da VPP, reconhecido por uma entidade certificadora, garantindo a informação.

Posteriormente da comercialização dos certificados, os valores negociados podem ser repartidos entre as unidades geradoras.

Este modelo de negócio permite a entrada de *prosumers* neste segmento, sem a necessidade de conhecer a complexidade do setor e sendo retribuídos pela negociação conjunta das fontes. Enquanto um *prosumer* de forma solitária poderia estar a margem da negociação neste mercado, a VPP pode viabilizar sua participação e ser o instrumento para dar visão a produção e fracionamento posterior da negociação.

5. CONCLUSÕES

As simulações realizadas demonstram que existe potencial para aplicações da tecnologia blockchain dentro do sistemas de VPP, visando a rastreabilidade da energia comercializada. A utilização de *smart contracts* e registro dentro de um sistema de blockchain proporcionam a segurança contra adulterações de registros, transparência para as entidades envolvidas com restrição de acesso a dados, permitindo uma governança confiável e também a integração com demais sistemas, mas mantendo a privacidade das entidades envolvidas. Entretanto, novas pesquisas se mostram necessárias para verificar outras redes, para além do *Hyperledger Fabric*, assim como interoperabilidade entre sistemas e simulações com regras e cenários mais complexos e próximos do ambiente real.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADU-KANKAM, Kankam O.; CAMARINHA-MATOS, Luis M. *Towards collaborative Virtual Power Plants: Trends and convergence*. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. [S.l: s.n.]. , 2018

BÖCKEL, Alexa; NUZUM, Anne Katrin; WEISSBROD, Ilka. Blockchain for the Circular Economy: Analysis of the Research-Practice Gap. *Sustainable Production and Consumption*, v. 25, p. 525–539, 2021.

DI SILVESTRE, Maria Luisa e colab. Blockchain for power systems: Current trends and future applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 119, n. January 2019, 2020.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. . Brasília: [s.n.], 2020.

FU, Zhengtang; DONG, Peiwu; JU, Yanbing. An intelligent electric vehicle charging system for new energy companies based on consortium blockchain. *Journal of Cleaner Production*, v. 261, p. 121219, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121219>.

GHAVIDEL, Sahand e colab. A review on the virtual power plant: Components and operation systems. *2016 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2016*, p. 1–6, 2016.

IRENA. *Innovation landscape brief: Aggregators*. . Abu Dhabi: [s.n.], 2019.

KIM, Young Myoung e colab. Intelligent micro energy grid in 5G era: Platforms, business cases, testbeds, and next generation applications. *Electronics (Switzerland)*, v. 8, n. 4, 2019.

LAI, Chun Sing; LAI, Loi Lei; LAI, Qi Hong. Blockchain Applications in Microgrid Clusters. *Smart Grids and Big Data Analytics for Smart Cities*, p. 265–305, 2021.

MIRABELLI, Giovanni; SOLINA, Vittorio. Blockchain and agricultural supply chains traceability: Research trends and future challenges. *Procedia Manufacturing*, v. 42, n. 2019, p. 414–421, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.02.054>.

MOUGAYAR, William. *The Business Blockchain: Promise, Practice, and Application of the Next Internet Technology*. [S.l.]: Wiley, 2016.

NAKAMOTO, Satoshi. Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System. *Consulted*, 2008.

NGUYEN-DUC, Huy; NGUYEN-HONG, Nhung. A study on the bidding strategy of the Virtual Power Plant in energy and reserve market. *Energy Reports*, v. 6, p. 622–626, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.11.129>.

PATERNINA, Jose Luis; TRUJILLO, Edwin Rivas; ANAYA, Jose Paternina. Integration of Distributed Energy Resources Through a Virtual Power Plant as an Alternative to Micro Grids. An Approach to Smart Grids. *2018 Congreso Internacional de Innovacion y Tendencias en Ingenieria, CONIITI 2018 - Proceedings*, p. 1–7, 2018.

SABOORI, H.; MOHAMMADI, M.; TAGHE, R. Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2011.

TAPSCOTT, Don; TAPSCOTT, Alex. *Blockchain Revolution*. [S.l: s.n.], 2016.

UGARTE, José Luis Romero. Distributed ledger technology (DLT): introduction. *Banco de España*, Out 2018. , n. Economic Bulletin, p. 11Disponível em: <https://www.investopedia.com/terms/d/distributed-ledger-technology-dlt.asp>.

WANG, Xuanyuan e colab. A Review on Virtual Power Plant Concept, Application and Challenges. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia, ISGT 2019*, p. 4328–4333, 2019.

YAHAYA, Adamu Sani e colab. Blockchain based sustainable local energy trading considering home energy management and demurrage mechanism. *Sustainability (Switzerland)*, v. 12, n. 8, 2020.

YU, Songyuan e colab. *Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures*. *Applied Energy*. [S.l: s.n.]. , 2019

RECUPERAÇÃO DE CALOR RESIDUAL UTILIZANDO DISPOSITIVO ACIONADO POR CORREIAS DE MATERIAL COM MEMÓRIA DE FORMA

Deiglys Borges Monteiro

Universidade Nove de Julho

RESUMO

A recuperação de calor residual, processo muitas vezes denominado como recuperação de energia térmica baixa qualidade, possui grande potencial e pode contribuir para se elevar a eficiência energética de um processo, sistema ou equipamento, colaborando assim para aumentar a oferta de energia elétrica ou mecânica sem aumentar emissões ou demanda por insumos energéticos e recursos naturais. Contudo, apesar da quantidade de energia térmica substancial disponível e rejeitada na forma de calor residual em muitos casos, seu aproveitamento tem se mostrado desafiador, especialmente quando as temperaturas são menores ou iguais a 100°C visto que em tais condições o diferencial de temperatura é pequeno para que uma máquina térmica opere eficientemente. Ciclos Rankine Orgânicos e Kalina têm sido utilizados como alternativas para tal aproveitamento, possibilitando produzir um excedente de energia mecânica/elétrica utilizando calor residual de processos. Contudo, a eficiência destes ciclos se reduz de substancialmente quando as temperaturas são da ordem de 100°C ou inferiores. Parte desta dificuldade está relacionada aos fluidos orgânicos utilizados e suas propriedades nas condições de operação requeridas, tornando estes sistemas e ciclos adequados apenas para aplicações nas quais as temperaturas são superiores a este patamar. Não obstante, aplicações de grande porte possuem ainda, em muitos casos, margem suficiente para acomodar os custos operacionais associados a tais ciclos sem comprometer a lucratividade do empreendimento. Por outro lado, aplicações de menor porte não possuem tal margem, ainda sejam responsáveis por uma parcela importante das emissões de poluentes e gases de efeito estufa bem como do consumo energético. Desta forma, aplicações envolvendo temperaturas

abaixo de 100°C e de pequeno porte apresentam potencial importante a ser explorado. Para superar tais dificuldades, inúmeras propostas têm sido apresentadas, como máquinas térmicas operando segundo Ciclos Stirling ou utilização de materiais termelétricos que explorem o Efeito Seebeck. Todavia, tais propostas frequentemente esbarram em limitações relacionadas à sua eficiência ou devido aos seus custos elevados. Como alternativa, a utilização de metais com memória de forma tem sido proposta, permitindo o acionamento de mecanismos de conversão de energia, explorando alterações microestruturais que ocorrem em alguns destes materiais quando submetidos a variação de temperatura. Este é o caso das ligas de NiTi também conhecidas como Nitinol, que podem sofrer estas mudanças mesmo com diferenciais de temperatura reduzidos. Seu principal uso, até então, se restringia à área médica, particularmente para tratamentos relacionados ao sistema cardiovascular. Todavia, a transformação de fase que estas ligas sofrem ao serem expostas a diferenciais de temperatura as tornam interessantes visto a possibilidade de se utilizá-las para a confecção de correias de acionamento em mecanismos de conversão de energia. O presente trabalho visa apresentar um levantamento bibliográfico quanto aplicações semelhantes e as limitações no uso de sistemas de conversão de energia empregando a liga NiTi quanto à sua capacidade de converter calor residual em trabalho mecânico bem como seus tipos construtivos. O trabalho visa ainda identificar outras aplicações em potencial utilizando recursos térmicos de baixa qualidade provenientes de processos industriais bem como exploração de recursos naturais ou para utilização em sistemas nos quais a operação passiva é determinante. Questões relativas à durabilidade das correias confeccionadas com ligas NiTi também serão abordadas. Trabalhos futuros estão previstos, nos quais visa-se apresentar um projeto que permita explorar recursos renováveis para produção de energia em locais remotos bem como um projeto envolvendo um sistema de troca de calor operando passivamente.

Palavras-chave: Calor residual; Conversão; Operação passiva; Memória de forma.

1. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas têm imposto urgência nos desenvolvimentos visando aumento da eficiência energética em sistemas, processos e equipamentos, independente do porte, aplicação ou setor. A depender das condições de operação do sistema/processo ou equipamento, uma fração importante de energia é perdida na forma de calor. Esta energia é usualmente denominada como energia térmica de baixa qualidade (ETBQ) e seu aproveitamento tem se mostrado desafiador uma vez que há limitações importantes impostas pela 2ª Lei da Termodinâmica (HAN *et al*, 2022; LI *et* al, 2022; RAJPUT *et al*, 2022; LEE *et* al, 2021; QIAN *et al*, 2019; LANGAN e O'TOOLE, 2017; FORMAN *et al*, 2016; BOR *et al*, 2015; SEMKOV *et al*, 2014).

Em sistemas onde o ETBQ é rejeitado com temperaturas da ordem de 200°C~300°C, é possível recuperar parte desta energia através da utilização de ciclos como o Ciclo Rankine Orgânico (CRO) e o Ciclo de Kalina (CK), possibilitando desta forma reduzir a demanda energética de um sistema e reduzindo assim as emissões de gases de efeito estufa e demanda por recursos naturais. Exemplos de aplicações em que o CRO e o CK são opções interessantes incluem a recuperação de calor residual de processos em usinas termelétricas, usinas de etanol e açúcar, processos siderúrgicos, dentre outros (HAN *et al*, 2022; BOR *et al*, 2015).

Para os casos em que a temperatura do ETBQ se encontra abaixo deste patamar, a operação de CRO's e CK's não é economicamente interessante em vista de sua reduzida eficiência. Alternativas, incluindo geradores termelétricos (TEGs – *Thermal Electric Generator*), tem sido propostas. Porém, as mesmas mostram-se ineficientes e custosas, limitando sua utilização a pequenas unidades e em aplicações que requerem operação livre ou com baixa manutenção, em locais remotos, operação silenciosa, dentre outros (HAN *et al*, 2022; (HAN *et al*, 2022; LI *et* al, 2022; LEE *et* al, 2021; BOR *et al*, 2015).

Para superar estes desafios, tem se proposto recentemente a utilização de materiais com memória de forma (SMA – *Shape Memory Alloys*), que podem alterar sua forma em função de alterações de temperatura, mesmo que

pequenas. Tal característica torna os SMA's opções interessantes e adequadas para recuperação de ETBQ quando as temperaturas são inferiores à 100°C (HAN *et al*, 2022; LI *et* al, 2022; RAJPUT *et al*, 2022; LEE *et* al, 2021; QIAN *et al*, 2019; LANGAN e O'TOOLE, 2017; FORMAN *et al*, 2016; BOR *et al*, 2015; SEMKOV *et al*, 2014).

Em linhas gerais, os SMA's são materiais que apresentam a capacidade de recuperar sua forma original após deformação quando expostos a um ambiente em determinada temperatura. Dentre os SMA's mais conhecidos e cuja utilização tem sido mais profundamente investigada pode-se citar as ligas Ni-Ti, também conhecidas como Nitinol, e as ligas Ni-Ti-Cu. Dentre as aplicações mais importantes para estas ligas cabe destacar a área médica para procedimentos cardiovasculares, robótica, aeroespacial, etc (HAN *et al*, 2022; LI *et* al, 2022; RAJPUT *et al*, 2022; LEE *et* al, 2021; CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; WARZOHA *et al*, 2020; QIAN *et al*, 2019; LANGAN e O'TOOLE, 2017; FORMAN *et al*, 2016; BOR *et al*, 2015; SEMKOV *et al*, 2014; YEN *et al*, 2011).

A capacidade dos SMA's retornarem a sua forma original depende diretamente de sua composição, que pode ser ajustada para que isto ocorra em uma temperatura específica. No caso das ligas Ni-Ti, isto em geral ocorre para temperaturas da ordem de 60°C à 90°C. Tal intervalo de temperatura faz destes materiais opções interessantes para o desenvolvimento de sistemas que permitam coletar calor residual de processos de conversão energética e convertê-los em uma forma útil, como trabalho mecânico ou elétrico (LI *et* al, 2022; LEE *et* al, 2021; CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; WARZOHA *et al*, 2020; LANGAN e O'TOOLE, 2017; BOR *et al*, 2015).

Na literatura, boa parte dos trabalhos reporta para a utilização das ligas citadas em nano ou microescala para recuperação de energia térmica do ambiente e energização de sensores, dispensando desta forma a necessidade da utilização de baterias. Outra aplicação frequentemente reportada é em conjunto com sistemas de resfriamento assim como de refrigeração. Em tais aplicações, dispositivos exploram a capacidade dos SMA's em retornar a sua forma original após deformação utilizando energia térmica de uma substância de

resfriamento e produzindo movimento e trabalho que pode ser convertido para outra forma útil. Contudo, apesar das evidentes vantagens, estes arranjos são caracterizados pela produção de baixas potências, na ordem de nW até mW (nanoWatt à miliwatt), o que torna seu uso inviável para aplicações de maior porte (HAN *et al*, 2022; LI *et* al, 2022; RAJPUT *et al*, 2022; LEE *et* al, 2021; CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; QIAN *et al*, 2019; BOR *et al*, 2015).

Contudo, encontram-se alguns trabalhos versando sobre o uso de SMA's como ligas Ni-Ti para a produção de correias metálicas através das quais é possível acionar mecanismos de maior porte utilizando como fonte de energia o calor residual produzido por equipamentos como máquinas térmicas. Nestes casos, tais arranjos possuem como vantagem a possibilidade de aproveitar uma energia que de outra maneira seria rejeitada sem uso para qualquer fim (CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; LANGAN e O'TOOLE, 2017; FORMAN *et al*, 2016).

O presente trabalho tem como objetivo apresentar as características dos SMA's como o Nitinol e seu potencial uso para recuperação de ETBQ na forma de calor residual de processo em sistemas térmicos de potência. Este trabalho é parte de uma pesquisa cujo objetivo final é apresentar um protótipo funcional.

2. METODOLOGIA

Nesta seção apresentam-se algumas características importantes dos SMA's, especialmente das ligas Ni-Ti.

2.1 Características mecânicas

Os SMA's caracterizam-se entre outros pela sua elevada capacidade de se deformar elasticamente. Comumente apresentam elevada resistência mecânica. Devido à sua composição, possuem resistência à fadiga marcante sendo ligas apropriadas para aplicações em que se deseja operação longeva e livre de manutenção por períodos prolongados, características de aplicações remotas ou que oferecem dificuldade para acesso aos sistemas e a realização de manutenções e reparos (HAN *et al*, 2022; LI *et* al, 2022; RAJPUT *et al*, 2022;

LEE *et* al, 2021; CAO *et al*, 2020; WARZOHA *et al*, 2020; QIAN *et al*, 2019; BOR *et al*, 2015; YEN *et al*, 2011).

Em virtude de suas boas propriedades mecânicas e elevada elasticidade, os SMA's são caracterizados ainda por oferecer dificuldades à conformação plástica e terem baixa usinabilidade. Deste modo, componentes utilizando SMA's são usualmente encontrados apenas em formas geométricas simples. Um exemplo de forma geométrica são arames e correias metálicas, que podem ser empregadas junto à sistemas de polias para acionamento de dispositivos mecânicos (RAJPUT *et al*, 2022; CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; WARZOHA *et al*, 2020; YEN *et al*, 2011).

2.2 Características metalúrgicas

Os SMA's como as ligas Ni-Ti e Ni-Ti-Cu apresentam elevada resistência à corrosão sendo materiais interessantes para uso em locais cujo ambiente apresente agressividade elevada (RAJPUT *et al*, 2022; CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; WARZOHA *et al*, 2020; YEN *et al*, 2011).

Outra importante característica diz respeito à transformação de fase que o material sofre quando exposto a uma certa temperatura, conferindo a característica que dá nome a esta classe de materiais. Em linhas gerais, internamente, é a alteração da microestrutura austenítica para martensítica que permite à liga retornar à sua forma original mesmo após sofrer deformação. Esta deformação é responsável por tensionar internamente o material. Sua liberação somente ocorre na presença de energia térmica externa. A quantidade de energia exigida para que isto ocorre depende da composição da liga (HAN *et al*, 2022; RAJPUT *et al*, 2022; CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; WARZOHA *et al*, 2020; YEN *et al*, 2011).

3. APLICAÇÕES POTENCIAIS

Boa parte dos trabalhos versando sobre a utilização de SMA's reporta seu uso na forma de placas ou arames e correias de Ni-Ti no acionamento de microdispositivos. Contudo, aplicação potencial citada na literatura é a utilização

desta liga para a fabricação de uma correia e um conjunto para recuperação de calor residual de processos de conversão energética como em motores de combustão interna ou usinas térmicas. Outro importante recurso que pode ser explorado com esta tecnologia é o recurso geotérmico, que pode ser encontrado a pequenas profundidades ou em águas termais (RAJPUT *et al*, 2022; TAN *et al*, 2020; FORMAN *et al*, 2016; BOR *et al*, 2015; SEMKOV *et al*, 2014).

A exploração destes recursos requer a construção de um arranjo que permita expor o SMA a variações térmicas e a graus de liberdade que permita o mesmo variar sua forma. Enquanto a variação de forma pode resultar das deformações impostas pelo movimento de um conjunto mecânico durante seu funcionamento, as variações térmicas são resultado do contato direto do SMA com uma substância em determinada temperatura. Esta substância usualmente é relatada como sendo água aquecida (entre 70 e 85°C) embora possa se utilizar ar após passar por um trocador de calor (RAJPUT *et al*, 2022; TAN *et al*, 2020; LANGAN e O'TOOLE, 2017; FORMAN *et al*, 2016; BOR *et al*, 2015; SEMKOV *et al*, 2014).

A Figura 1 (LEE *et al*, 2021) apresenta um arranjo esquemático do sistema.

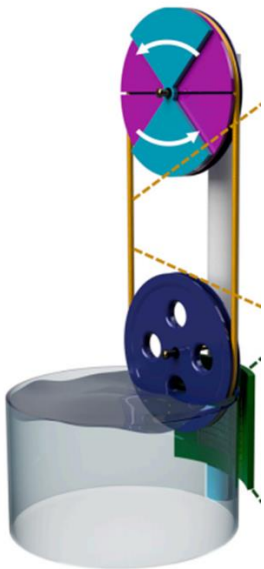


Figura 1 – Arranjo esquemático de arame-polias

Alguns desafios a serem vencidos para que a tecnologia possa ser desenvolvida com sucesso são (HAN *et al*, 2022; LI *et* al, 2022; RAJPUT *et al*, 2022; LEE *et* al, 2021; CAO *et al*, 2020; TAN *et al*, 2020; WARZOHA *et al*, 2020; QIAN *et al*, 2019; LANGAN e O'TOOLE, 2017; FORMAN *et al*, 2016; BOR *et al*, 2015; SEMKOV *et al*, 2014; YEN *et al*, 2011):

- Ajustar a composição da liga para a temperatura desejada em que a recuperação de energia térmica ocorrerá;
- Produzir arames e correias com a geometria adequada, que permita seu uso em sistemas de maior porte;
- Projetar sistema através do qual a exposição da liga à substância aquecida ocorrerá sem que haja efeitos deletérios para a operação normal do mesmo (ex.: perdas de carga, vazamentos, etc);
- Levantar características mecânicas e eventuais problemas relacionados à operação cíclica por períodos prolongados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BOR, D.M.; FERREIRA, C.A.; KISS, A.A. "Low grade waste heat recovery using heat pumps and power cycles", 2015.

CAO, Y.; ZHOU, X.; CONG, D.; ZHENG, H.; CAO, Y.; NIE, Z.; CHEN, Z.; LI, S.; XU, N.; GAO, Z.; CAI, W.; WANG, Y. "Large tunable elastocaloric effect in additively manufactured Ni-Ti shape memory alloys", 2020.

FORMAN, C.; MURITALA, I. K.; PARDEMANN, R.; MEYER, B. "Estimating the global waste heat potential", 2016.

HAN, Y.; LAI, C.; LI, J.; ZHANG, Z.; ZHANG, H.; HOU, S.; WANG, F.; ZHAO, J.; ZHANG, C.; MIAO, H.; YUAN, J. "Elastocaloric cooler for waste heat recovery from proton exchange membrane fuel cells", 2022.

LANGAN, M.; O'TOOLE, K. "A new technology for cost effective low grade waste heat recovery", 2017.

LEE, D.; KIM, I.; KIM, D. “Hybrid tribo-thermoelectric generator for effectively harvesting thermal energy activated by the shape memory alloy”, 2021.

LI, R.; WEI, X.; SHI, Y.; YUAN, Z.; WANG, B.; XU, J.; WANG, L.; WU, Z.; WANG, Z.L. “Low-grade heat energy harvesting system based on the shape memory effect and hybrid triboelectric-electromagnetic nanogenerator”, 2022.

QIAN, S.; WANG, Y.; YUAN, L.; YU, J. “A heat driven elastocaloric cooling system”, 2019.

RAJPUT, G.S.; VORA, J.; PRAJAPATI, P.; CHAUDHARI, R. “Areas of recent developments for shape memory alloy: A review”, 2022.

SEMKOV, K.; MOONEY, E.; CONNOLLY, M.; ADLEY, C. “Efficiency improvement through waste heat reduction”, 2014.

TAN, J.; WANG, Y.; XU, S.; LIU, H.; QIAN, S. “Thermodynamic cycle analysis of heat driven elastocaloric cooling system”, 2020.

WARZOHA, R.J.; VU, N.T.; DONOVAN, B.F.; CIMPOIASU, E.; SHARAR, D.J.; LEFF, A.C.; WILSON, A.A.; SMITH, A.N. “Grain growth-induced thermal property enhancement of NiTi shape memory alloys for elastocaloric refrigeration and thermal energy storage systems”, 2020.

YEN, F.C.; HWANG, K.S. “Shape memory characteristics and mechanical properties of high-density powder metal TiNi with post-sintering heat treatment”, 2011.

RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO FLEXÍVEIS: UM ESTUDO SOBRE USINAS VIRTUAIS NO SIN

Matheus Sabino Viana[1,2]; Dorel Soares Ramos[1,2]; Felipe Melo Rodrigues[3]; Renato Guimaraes Ribeiro[3]

[1]MRTS Consultoria; [2]Universidade de São Paulo; [3]ISA CTEEP

RESUMO

O aumento da penetração dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nos Sistemas de Distribuição (SD) tem motivado a realização de estudos sobre as usinas virtuais (ou VPPs, da sigla em inglês para *Virtual Power Plants*). Porém, poucos trabalhos da literatura têm avaliado conjuntamente a atratividade econômica sob o ponto de vista do empreendedor e os potenciais benefícios das usinas virtuais para os sistemas elétricos e, quando acontece, verifica-se abrangência restrita ao SD. Este trabalho apresenta uma metodologia que faz uso da otimização para o Custo Presente Líquido (CPL) mínimo do projeto para o dimensionamento de REDs de conjuntos de consumidores agregados em *Technical Virtual Power Plants* (TVPPs) participando de Resposta da Demanda (RD) por incentivos, e utiliza a avaliação probabilística de confiabilidade para a verificação de potenciais benefícios destas TVPPs, como recursos despacháveis, para a confiabilidade do Sistema de Transmissão (ST). A metodologia é aplicada a um estudo de caso prospectivo no Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando-se contingências simples e duplas de transmissão, com TVPPs compostas por Unidades Consumidoras de Média Tensão (UCMT) que utilizam Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) e Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB). A configuração de REDs com SFVs e SAEB resultou em CPL mínimo menor do que as configurações somente com SFV ou sem REDs, demonstrando sua atratividade econômica nas condições consideradas. Os montantes de redução de demanda agregada despachável obtidos com as TVPPs resultaram em melhoria da confiabilidade do ST,

verificada por meio de redução da Expectância de Potência Não Suprida (EPNS), da Expectância de Energia Não Suprida (EENS) e da Severidade (IS) e redução do montante de corte de carga nas contingências mais críticas. Desta forma, é possível caracterizar e quantificar potenciais de flexibilidade e prestação de serviços ancilares a partir da agregação de REDs nos sistemas de distribuição, dinamizando a interação entre operadores do sistema de distribuição (DSOs, da sigla em inglês para *Distribution System Operators*) e o operador do sistema de transmissão (TSO, da sigla em inglês para *Transmission System Operator*), na vertente do planejamento de sistemas de transmissão flexíveis.

Palavras-chave: Planejamento da transmissão; Recursos energéticos distribuídos; Usinas virtuais (VPPs); Interface TSO-DSO; Avaliação probabilística de confiabilidade.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da penetração dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nos Sistemas de Distribuição (SD) tem motivado a realização de estudos sobre as usinas virtuais (ou VPPs, da sigla em inglês para *Virtual Power Plants*). Porém, poucos trabalhos da literatura têm avaliado conjuntamente a atratividade econômica sob o ponto de vista do empreendedor e os potenciais benefícios e impactos das usinas virtuais para os sistemas elétricos e, quando acontece, verifica-se abrangência restrita ao SD (VIANA; RAMOS, 2022).

Este trabalho apresenta uma metodologia, aplicada a um estudo de caso prospectivo no Sistema Interligado Nacional (SIN), que faz uso da otimização para o Custo Presente Líquido (CPL) mínimo do projeto (CPL_{min}) para o dimensionamento de REDs de conjuntos de consumidores agregados em *Technical Virtual Power Plants* (TVPPs) participando de Resposta da Demanda (RD) por incentivos, e utiliza a avaliação probabilística de confiabilidade para a verificação de potenciais benefícios destas TVPPs, como recursos despacháveis, para a confiabilidade do Sistema de Transmissão (ST).

2. METODOLOGIA

A Figura 1, adaptada de (VIANA; RAMOS, 2022), ilustra as etapas da metodologia e as ferramentas de simulação.

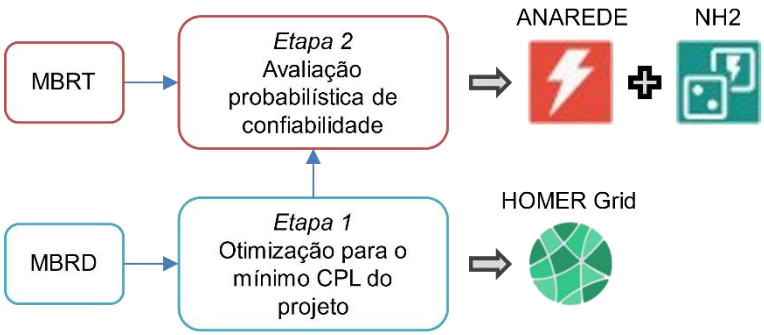
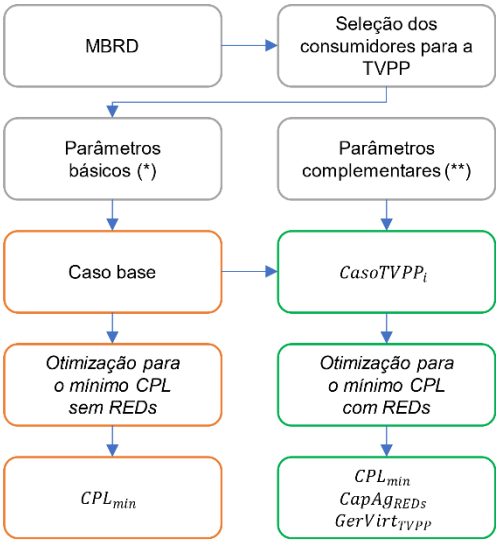


Figura 1 – Etapas da metodologia e ferramentas de simulação

A Etapa 1 considera dados dos consumidores obtidos do Modelo Base de Rede de Distribuição (MBRD) e consiste no dimensionamento da capacidade agregada de REDs ($CapAg_{REDs}$) atrás do medidor otimizando-se o CPL do projeto para o CPL_{min}, de forma a obter o potencial de RD despachável das TVPPs (geração virtual), utilizando-se o programa HOMER Grid (HOMER ENERGY, 2022). A Etapa 2 consiste na avaliação probabilística de confiabilidade do ST considerando a possibilidade de redespacho de potência ativa da geração virtual das TVPPs por meio do Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa (NH2), (CEPEL, 2021a), a partir de um Modelo Base de Rede de Transmissão (MBRT) elaborado no Programa de Análise de Redes (ANAREDE) (CEPEL, 2021b), (VIANA; RAMOS, 2022). A Figura 2 e a Figura 3, adaptadas de (VIANA; RAMOS, 2022), detalham, respectivamente, as etapas 1 e 2 da metodologia.

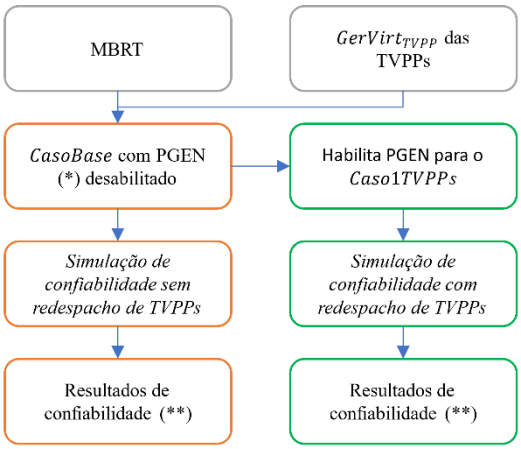
Na Etapa 1, a otimização para o CPL_{min} considera os parâmetros básicos e complementares indicados na Figura 2, tendo-se a $CapAg_{REDs}$ e a curva de despacho do(s) RED(s) despachável(is) como variáveis de decisão (VIANA; RAMOS, 2022). Simula-se um caso base sem REDs e caso(s) $CasoTVPP_i$ com REDs, com i = 1 ... n, onde n é o número de TVPPs, obtendo-

se potencial de geração virtual das TVPPs ($GerVirt_{TVPP}$). Uma simplificação adotada neste trabalho é desconsiderar o possível incremento da geração virtual, em relação à redução de demanda dos consumidores-geradores em eventos de RD, devida à redução de perdas técnicas no SD à jusante das barras de agregação das TVPPs no MBRT.



(*) Curva de carga agregada, demanda contratada, TUSD, preço da energia consumida da rede e parâmetros econômicos do projeto.
(**) TUSD, dados técnicos e econômicos dos REDs e parâmetros de RD.

Figura 2 – Etapa 1 da metodologia



(*) Redespacho de potência ativa na simulação de confiabilidade.
(**) Índices de confiabilidade sistêmicos e estratificados e corte de carga em amostras de contingências críticas.

Figura 3 – Etapa 2 da metodologia

A avaliação probabilística de confiabilidade, baseada no método de enumeração de estados, faz uso do fluxo de potência para avaliação de adequação dos estados de contingência do sistema, em determinado patamar de carga, e do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para a aplicação de medidas corretivas (CEPEL, 2021a; VIANA; RAMOS, 2022). Considera-se o $CasoBase$ com o redespacho de potência ativa (PGEN) das TVPPs desabilitado e os $Caso1TVPPs$ com PGEN habilitado. A Tabela 1, adaptada de (CEPEL, 2021a; VIANA; RAMOS, 2022), apresenta os índices de confiabilidade.

Tabela 1 – Índices de confiabilidade

Índice	Significado	Unidade
LOLP	Probabilidade de perda de carga (do inglês *Loss of Load Probability*)	%
LOLE	Expectância de perda de carga (do inglês *Loss of Load Expectation*)	h/ano
LOLF	Frequência de perda de carga (do inglês *Loss of Load Frequency*)	oc/ano
LOLD	Duração média de perda de carga (do inglês *Loss of Load Duration*)	h
EPNS	Expectância de potência não suprida (do inglês *Expected Power Not Supplied*)	MW
EENS	Expectância de energia não suprida (do inglês *Expected Energy Not Supplied*)	MWh/ano
IS	Severidade	min
ICE	Confiabilidade de energia	%

3. ESTUDO DE CASO

Considera-se 3 TVPPs, localizadas em 3 municípios da região de uma distribuidora no estado de SP com interface com o ST da ISA CTEEP, compostas por UCMT selecionadas aleatoriamente, com um nível de participação adotado de forma que o somatório das demandas máximas dos consumidores agregados pela TVPP ($\sum Dem_{max}^{CAg}$) corresponde a 30% do somatório de demandas máximas das UCMT de cada município, conforme a Tabela 2 (EPE, 2021; VIANA; RAMOS, 2022).

Tabela 2 – TVPPs consideradas no estudo de caso

Nome	Nº de UCMT agregadas	$\sum Dem_{max}^{CAg}$ (MW)	Barra de agregação no MBRT
$TVPPMUNMOG$	103	75,8	$1066 - MOGI - - - SP088$
$TVPPMUNSJC$	130	87,4	$1067 - SJC - - - - SP088$
$TVPPMUNTAU$	87	59,5	$1068 - TAU - BE - SP138$

A curva de carga típica é obtida a partir da curva de carga MT agregada da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2019 da distribuidora, com sazonalização mensal conforme dados de demanda máxima mensal obtidos da BDGD (ANEEL, 2018).

Considera-se que os consumidores selecionados para as TVPPs serão livres ou parcialmente livres, utilizando Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) modalidade Verde de Autoprodução de Energia (APE) do ano inicial 2021. Os impostos a serem acrescidos à TUSD foram estimados da seguinte forma: ICMS 18%, PIS 0,87% e COFINS 3,96%. Considera-se: (i) demanda contratada igual à demanda máxima no respectivo posto tarifário; (ii) feriados nacionais de 2021 e (iii) bandeira tarifária verde. Considera-se um custo de energia *flat* igual ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio do período de janeiro de 2014 até abril de 2019, igual a R$ 326,25 / MWh (ANEEL, 2019) com alíquotas de impostos a acrescer conforme estimado para a TUSD (VIANA; RAMOS, 2022).

A Figura 4 (VIANA; RAMOS, 2022) apresenta o arranjo de REDs para consumidor-gerador.

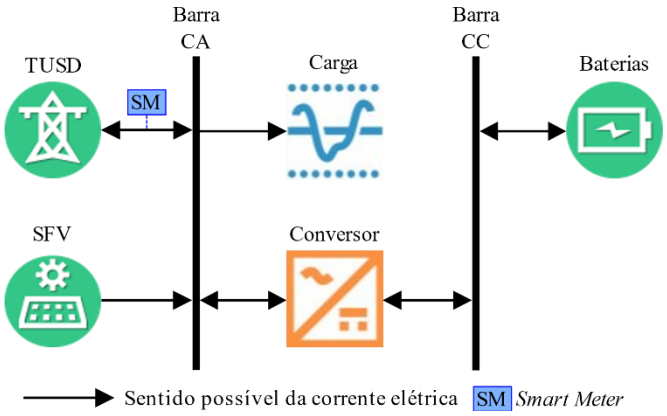


Figura 4 – Arranjo de REDs para consumidor-gerador

O carregamento das baterias é realizado via SFV ou rede. A Tabela 3, adaptada de (VIANA; RAMOS, 2022), apresenta os custos típicos estimativos para SFVs, baterias e conversor, adotados com base em (CASTRO, 2020; GREENER, 2022; GREENER; NEWCHARGE, 2021; RAMOS et al., 2020).

Tabela 3 – Custos típicos SFVs e SAEB

Equipamento	CAPEX (R$)	O&M (R$/ano)
SFV (kW)		
4	19.520,00	97,60
50	194.500,00	972,50
1300	5.541.750,00	150.181,43
3900	16.324.500,00	391.788,00
Bateria de íons de lítio (kWh)		
116	518.401,77	5.813,25
464	1.700.000,00	8.500,00
812	1.900.223,68	19.002,24
Conversor (kW)		
100	156.502,27	2.412,75
500	300.000,00	1.500,00

As simulações da Etapa 1 são realizadas com séries temporais anuais de curva de carga, irradiância solar e temperatura ambiente com intervalo de integralização adaptado para 15 min. Os dados de irradiância solar e temperatura ambiente são obtidos da base *Prediction of Worldwide Energy Resource* (POWER) da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA)

para as coordenadas -23,25, -45,75, em graus decimais. A taxa de desconto real do projeto é igual a 5,77% ao ano e seu tempo de vida útil é de 20 anos (VIANA; RAMOS, 2022).

O incentivo por redução de demanda adotado é igual a R$ 1,96 / kW, calculado a partir do CVU de referência de R$ 511,15 / MWh em (ANEEL, 2019), acrescendo-se as mesmas alíquotas de impostos adotadas para a TUSD, em um tempo de vida útil do projeto de 20 anos. Considera-se duração de 3 h por evento de RD, sendo 48 eventos por ano, em dias úteis aleatórios, entre 10:01 e 18:00, intervalo horário correspondente à carga pesada do SIN no período de novembro a março (ONS, 2021) (VIANA; RAMOS, 2022).

O MBRT foi elaborado a partir da base de dados de fluxo de potência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ano 2030, patamar de carga pesada e Norte úmido. Para a avaliação de confiabilidade, considera-se contingências simples e duplas de transmissão, com dados típicos de taxas de falha e tempos médios de reparo de linhas e transformadores obtidos da BDConf (1999-2003) (ONS; UFSC, 2006). Simula-se o $CasoBase$ sem TVPPs e o $Caso1TVPPs$ com as TVPPs redespacháveis (VIANA; RAMOS, 2022).

4. RESULTADOS

4.1 Etapa 1

A Figura 5 (VIANA; RAMOS, 2022) apresenta o CPL_{min} das TVPPs.

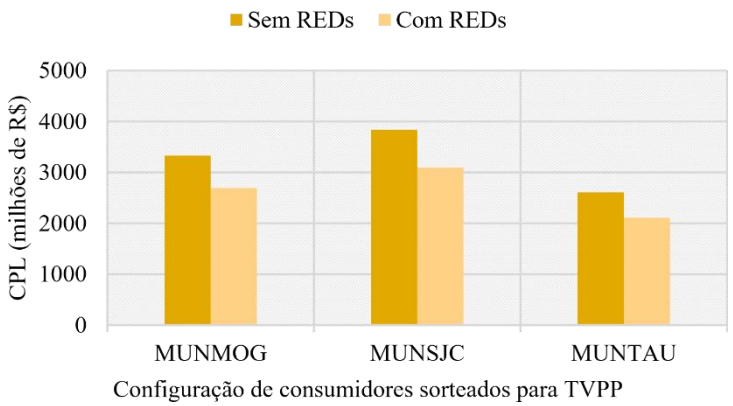


Figura 5 – $\boldsymbol{CPL_{min}}$ das TVPPs

Para as configurações de TVPPs avaliadas, o CPL_{min} com SFVs e SAEB é menor do que sem REDs, demonstrando que a opção de investir em REDs é economicamente vantajosa. A redução do CPL_{min} com REDs em relação ao CPL_{min} sem REDs foi de, respectivamente, 19,2%, 19,3% e 19,2% para as os consumidores selecionados para a $TVPPMUNMOG\_UCMT$, a $TVPPMUNSJC\_UCMT$ e a $TVPPMUNTAU\_UCMT$. Ressalta-se que a configuração com SFVs e SAEB resultou em menor CPL_{min} para todas as TVPPs quando comparada com uma configuração somente com SFVs.

A Figura 6 (VIANA; RAMOS, 2022) apresenta a capacidade agregada de SFVs e SAEB das TVPPs.

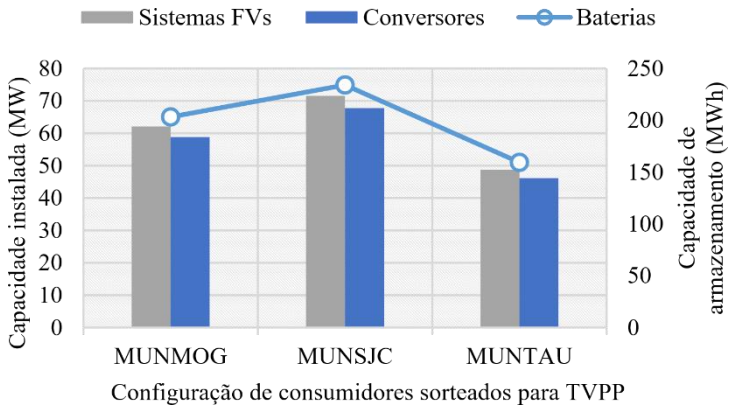


Figura 6 – Capacidade agregada de SFVs e SAEB das TVPPs

A Tabela 4, adaptada de (VIANA; RAMOS, 2022), apresenta o potencial de $GerVirt_{TVPP}$ das TVPPs.

Tabela 4 – Potencial de $\boldsymbol{GerVirt_{TVPP}}$ das TVPPs

TVPP	**Potencial de $GerVirt_{TVPP}$ (MW)**
$TVPPMUNMOG$	56,9
$TVPPMUNSJC$	65,5
$TVPPMUNTAU$	44,6
Total	**167,0**

4.2 Etapa 2

A Tabela 5, adaptada de (VIANA; RAMOS, 2022), apresenta os índices de confiabilidade sistêmicos.

Tabela 5 – Índices de confiabilidade sistêmicos

Índice	Unidade	$CasoBase$	$Caso1TVPPs$	Variação
LOLP	%	4,73925E-09	4,73925E-09	0,00%
LOLE	h/ano	4,15159E-07	4,15159E-07	0,00%
LOLF	oc/ano	6,35042E-08	6,35042E-08	0,00%
LOLD	h	6,53750E+00	6,53750E+00	0,00%
EPNS	MW	7,56642E-09	6,20054E-09	-18,05%
EENS	MWh/ano	6,62818E-05	5,43167E-05	-18,05%
IS	min	3,36206E-08	2,75515E-08	-18,05%
ICE	%	1,00000E+02	1,00000E+02	0,00%

Verificou-se redução de EPNS, EENS e IS, com benefício das TVPPs para a confiabilidade do ST no $Caso1TVPPs$ em relação ao $CasoBase$.

Em relação à estratificação de índices de confiabilidade por modos de falha, verificou-se redução de 38,47% na EENS do modo de falha de sobrecarga, que variou de 3,10989E-05 MWh/ano no $CasoBase$ para 1,91338E-05 MWh/ano no $Caso1TVPPs$, com benefício para a confiabilidade do ST.

Em relação à estratificação de índices de confiabilidade por tensão base, verificou-se redução de EENS e IS para as tensões base de 138 kV e 88 kV no $Caso1TVPPs$ em relação ao $CasoBase$, com benefício das TVPPs para a confiabilidade do ST, conforme apresentado na Tabela 6 e na

Tabela **7** a seguir.

Tabela 6 – EENS por tensão base

Tensão base (kV)	EENS (MWh/ano)		
	$CasoBase$	$Caso1TVPPs$	Variação
138	1,44722E-05	1,14885E-05	-20,62%
88	5,18096E-05	4,28281E-05	-17,34%

Tabela 7 – IS por tensão base

Tensão base (kV)	IS (min)		
	$CasoBase$	$Caso1TVPPs$	Variação
138	1,57030E-08	1,24656E-08	-20,62%
88	2,15907E-07	1,78478E-07	-17,34%

A Tabela 8 apresenta os cortes de carga para as amostras de contingências com as cinco maiores reduções de corte de carga no $Caso1TVPPs$ em relação ao $CasoBase$, que correspondem a contingências duplas de transmissão.

Tabela 8 – Corte de carga para as amostras de contingências

Contingência		Corte de carga (MW)	
Descrição	Probabilidade (%)	$CasoBase$	$Caso1TVPPs$
2954:S.JOSE-SP230 - 2955:S.JOSE-SP088 (1)+2954:S.JOSE-SP230 - 2955:S.JOSE-SP088 (2)	5,13689E-10	94,0	28,0
2954:S.JOSE-SP230 - 2955:S.JOSE-SP088 (1)+2954:S.JOSE-SP230 - 2955:S.JOSE-SP088 (3)	5,13689E-10	94,0	28,0
2954:S.JOSE-SP230 - 2955:S.JOSE-SP088 (2)+2954:S.JOSE-SP230 - 2955:S.JOSE-SP088 (3)	5,13689E-10	94,0	28,0
2658:TAUBAT-SP138 - 2656:TAUBAT-SP440 (1)+2658:TAUBAT-SP138 - 2656:TAUBAT-SP440 (3)	2,54482E-10	224,0	179,0
2658:TAUBAT-SP138 - 2656:TAUBAT-SP440 (2)+2658:TAUBAT-SP138 - 2656:TAUBAT-SP440 (3)	2,54482E-10	224,0	179,0

A maior redução de corte de carga no $Caso1TVPPs$ em relação ao $CasoBase$ foi de 66,0 MW. A potência total redespachada das TVPPs variou de 54,3% a 71,8% do potencial total de $GerVirt_{TVPP}$.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia, aplicada a um estudo de caso no SIN, que fez uso da otimização para o CPL_{min} para o dimensionamento de REDs de conjuntos de consumidores que compõem TVPPs participando de RD por incentivos, obtendo-se o potencial de geração virtual das TVPPs, e utilizou a avaliação probabilística de confiabilidade para a verificação de potenciais benefícios destas TVPPs, como recursos despacháveis, para a confiabilidade do ST.

A configuração de REDs com SFVs e SAEB resultou em CPL_{min} menor do que as configurações somente com SFV ou sem REDs, demonstrando sua atratividade econômica. Os montantes de redução de demanda agregada despachável obtidos com as TVPPs resultaram em melhoria da confiabilidade do ST, verificada por meio da redução de EPNS, EENS e IS e redução do montante de corte de carga nas contingências mais críticas, em relação ao $CasoBase$ sem TVPPs. Desta forma, é possível caracterizar e quantificar potenciais de flexibilidade e prestação de serviços ancilares a partir da agregação de REDs nos sistemas de distribuição, dinamizando a interação entre DSOs e TSO(s), na vertente do planejamento de sistemas de transmissão flexíveis.

Agradecimentos: à ISA CTEEP, como proponente do Projeto de P&D “Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão” (PD 0068-48/2020 do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), tendo como Executoras as empresas: PSR, HPPA e MRTS Consultoria, com cooperação técnico-científica com a EPE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), 2018.

ANEEL. Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL. [s.l: s.n.].

CASTRO, R. D. DE. Armazenamento de energia no Brasil: viabilidade econômica de aplicações behind-the-meter. In: Armazenamento de Energia. Abordagens

sistemáticas referentes aos Sistemas Elétricos de Potência. Jundiaí: Paco Editorial, 2020.

CEPEL. Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa (NH2). Versão 12.2.2 - documentação 12.1.0. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://dre.cepel.br/manual/nh2/>.

CEPEL. Programa de Análise de Redes (ANAREDE). Versão 11.5.5, 2021b.

EPE. Dados para Simulações Elétricas do SIN. Base de dados fluxo de potência. Ref. 18/01/2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.

GREENER. Lei 14.300/2022. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída. [s.l: s.n.].

GREENER; NEWCHARGE. Estudo Estratégico. Mercado de Armazenamento. [s.l: s.n.].

HOMER ENERGY. HOMER Grid. Versão 1.8.8, 2022. Disponível em: <http://users.homerenergy.com/homer-grid/download>

ONS. Procedimentos de Rede. Submódulo 4.4. Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética. Operacional. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%204.4-OP_2021.11.pdf>. Acesso em: 6 fev. 2022.

ONS; UFSC. Sistema BDConf - Volume I. Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN. [s.l: s.n.].

RAMOS, D. S. et al. Projeto de P&D. Estudo de impacto técnico e econômico de Mini GD e Sistema de Armazenamento na Rede da CUASO (Parte econômica). [s.l: s.n.].

VIANA, M. S.; RAMOS, D. S. Projeto de P&D Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão. Produto 9. Relatório Final. [s.l: s.n.].

RECURSOS HÍDRICOS E A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Luciano Sergio Hocevar[1]; Carine Tondo Alves[1]; Jadiel dos Santos Pereira[1];
Maria Cândida Arrais de Miranda Mousinho[2]

[1]Universidade Federal do Recôncavo da Bahia;
[2]Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia – IFBA

RESUMO

A matriz de geração de energia elétrica brasileira é composta majoritariamente por fontes renováveis em um patamar mais elevado que a matriz mundial. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN 2021), a fonte hidráulica se destaca entre as renováveis. A geração de energia a partir de fontes renováveis é um tema relevante no contexto nacional e global, mas, no caso brasileiro, considerando a relação direta entre a fonte hidráulica e o regime de chuvas, constata-se uma vulnerabilidade, tendo em vista que quando há períodos de baixas precipitações pluviométricas, o volume dos reservatórios diminui e as usinas termelétricas precisam ser acionadas para atender à demanda. Este trabalho levanta o debate sobre o planejamento energético considerando a análise dos aspectos técnicos, econômicos e de gerenciais relacionados às decisões sobre a composição e uso da matriz de energia elétrica brasileira. A metodologia é fundamentalmente pautada na revisão de literatura. Buscou-se encontrar a resposta para uma questão básica relacionada à disponibilidade de energia para atender a demanda brasileira e se as decisões governamentais tomadas podem ser consideradas as mais adequadas. Para esse intento, analisou-se a Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil desde 1970, cruzando com dados do crescimento populacional e de crescimento do PIB comparando-a com a evolução da capacidade instalada de geração de energia.

Palavras-chave: recursos hídricos; matriz elétrica brasileira; termelétricas; planejamento.

ABSTRACT

The Brazilian electricity generation is mainly composed by renewable sources. According to the National Energy Balance (BEN 2021), the hydraulic source stands out among the renewable sources. The generation of energy from renewable supply is a relevant topic in the national and global context, but, in the Brazilian case, considering the direct relationship between the hydraulic source, there is a vulnerability, considering that there are periods of low rainfall, the volume of smaller reservoirs and thermoelectric plants need to be adjusted to the demand. The present work focused on ecological planning considering the analysis of technical and managerial aspects related to decisions on the composition and use of the Brazilian electricity matrix. The literature is based on the literature review. The authors tried to find a basic question related to energy to attend the Brazilian demand and as a greater availability of response. For this intention of electric energy increase, crossing it with GDP data comparing it with the evolution of the energy installation capacity.

Keywords: water resources; Brazilian electrical matrix; thermoelectric plants; planning.

1. INTRODUÇÃO

A energia pode ser entendida como um meio fundamental para a satisfação de necessidades humanas, seu uso é intrínseco ao acesso e à utilização dos recursos naturais e, evidentemente, com as questões ambientais, sublinhando os desafios e a complexidade dessa relação imbricada, na contemporaneidade, em uma crise energética.

O acesso a recursos energéticos se apresenta como desafio crucial, pois apesar do crescente uso da energia, ainda há milhões de lares sem acesso aos serviços básicos de energia. No que se refere às questões ambientais, pode-se frisar o aumento das emissões do CO2 por combustão de combustível fóssil nos últimos trinta anos (1990-2020) (ENERDATA, 2021). Cabe ressaltar ainda que a demanda global por energia irá aumentar (EIA,

2019; EXXONMOBIL, 2019; EIA, 2021a) e os países considerados emergentes como o Brasil terão um papel relevante no processo de transição energética.

Os desafios supracitados farão com que escolhas por alternativas às fontes tradicionais de produção de energia emerjam e os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) proposto pelas Nações Unidas ajudarão a incrementar as energias renováveis na matriz energética global.

Diante desse cenário, dos desafios globais ligados à questão energética e considerando o papel da hidroeletricidade, esse trabalho tem como objetivo principal apresentar um panorama sobre o planejamento energético analisando aspectos técnicos, econômicos e gerenciais sobre a composição e o uso da matriz elétrica brasileira. Para isso, dois questionamentos foram considerados para a construção desse artigo, i.e., se o Brasil terá energia elétrica disponível para atender sua demanda nos próximos anos e se as decisões tomadas ao longo de 2021 podem ser avaliadas como adequadas considerando os aspectos técnicos e econômicos. Esse trabalho é dividido em duas seções além da Introdução. A primeira analisa o perfil energético brasileiro, comparando-o também com o de outros países. A segunda seção versa sobre a análise dos dados de crescimento da oferta interna de energia elétrica, população residente e produto interno bruto. Por fim, são tecidas as considerações finais do trabalho.

2. PERFIL ENERGÉTICO BRASILEIRO

O Brasil foi o sexto maior consumidor de energia do mundo em 2020, com 2% do consumo global e o segundo das Américas, atrás apenas dos Estados Unidos, com 10%. Na produção, o país produziu 324 Mtep em 2020 ou cerca de 2% do que foi produzido no mundo (ENERDATA, 2021).

O uso de energia per capita no Brasil dobrou no período de 1971 a 2014 e o país, mesmo em linha ascendente, sofreu oscilações neste período, especialmente após 1979, voltando a aumentar crescer em 1984, com nova queda em 1990, voltando a crescer entre 1993 e 2009 quando o uso de energia

caiu novamente e voltando a se intensificar a partir do ano seguinte como se pode vislumbrar na figura a seguir.

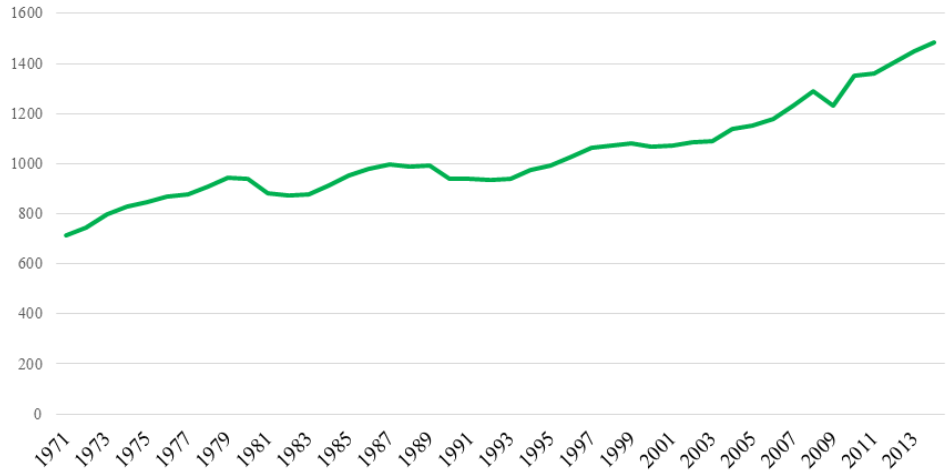


Figura 1 – Brasil: evolução do uso de energia (kg of oil equivalent per capita)1971-2014
Fonte: WORLD BANK, 2022.

Os combustíveis fósseis têm papel preponderante na matriz energética brasileira com cerca de 60% de representatividade. A maior parte do consumo total de energia do Brasil converge em torno do petróleo, do gás natural e do carvão mineral. Em 1973 a matriz energética brasileira demonstrava um consumo de 82.2; em 2020 esse consumo foi de 286 Mtep (MME, 2016b, ENERDATA, 2021).

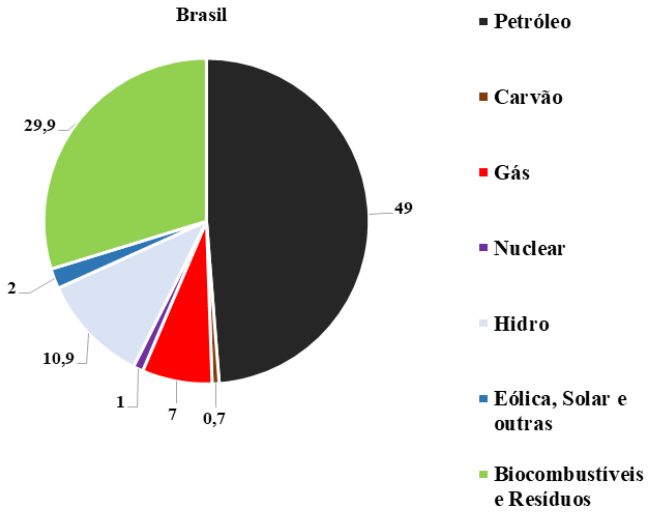


Figura 2 – Matriz energética brasileira, 2020

Fonte: IEA, 2021a.

A matriz elétrica brasileira apresentou em 41 anos taxa de crescimento anual de quase 6%, passando de um consumo 65 TWh para 624 TWh, sendo a hidráulica a fonte mais utilizada desde a década de 1970, antes com 90% e agora com 63% da matriz elétrica do Brasil (Figura 3).

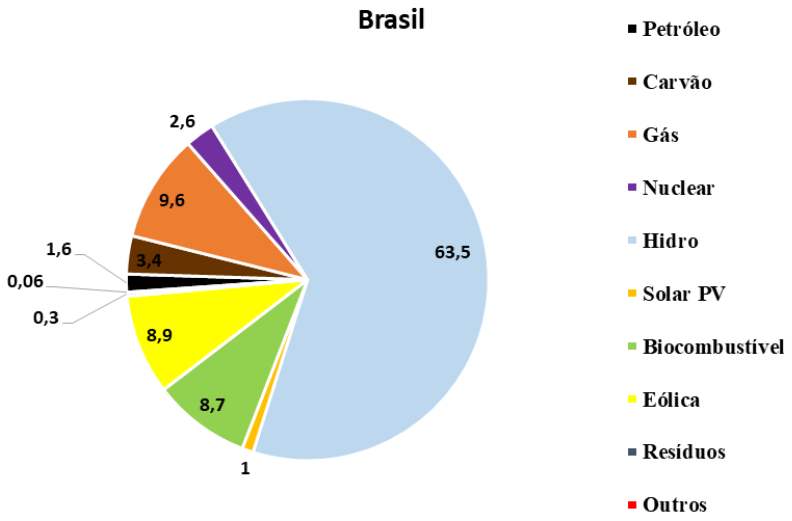


Figura 3 – Matriz elétrica brasileira, 2020

Fonte: IEA, 2021b.

No contexto da produção e consumo das principais energias não renováveis, cabe salientar que as emissões de CO2 aumentaram consecutivamente ao longo de mais trinta anos (Enerdata, 2021) como se pode observar na figura a seguir.

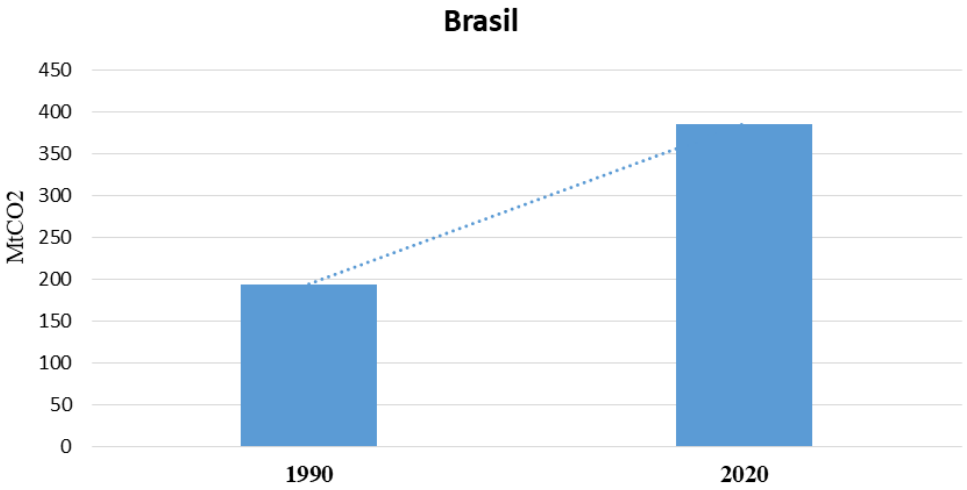


Figura 4 – Emissões de CO2 no Brasil (1990-2020)
Fonte: ENERDATA, 2021.

Estima-se que a atual capacidade global de geração de energia hidrelétrica seja de 1.150 GW no total, sendo que China (326 GW), Brasil (109 GW), Canadá (81 GW), Estados Unidos (80 GW), Rússia (48 GW) e Índia (45 GW) juntos representaram cerca de 60% da capacidade instalada mundial. A geração de energia hidrelétrica global em 2019 foi de 4.306 TWh, um aumento de 2,3% em relação ao ano anterior.

Novos incrementos foram realizados ou incorporados à capacidade instalada em diversos países em 2019, dentre eles o Brasil que se destaca com maior percentual de incremento (4,9%), tendo passado de 76 GW em 2007 para 109 GW em 2020 (IRENA, 2017; REN, 2015; 2017; 2020).

A adição de cinco GW à capacidade de geração hidrelétrica brasileira representa quase um terço das adições globais, sendo a maior parte

relacionada às seis turbinas finais adicionadas à usina de Belo Monte, completando 11,2 GW. No final de 2019 Belo Monte se tornou a quarta maior usina hidrelétrica do mundo representando 7% da capacidade de geração elétrica do Brasil. Com 418 TWh, a produção hidrelétrica do Brasil permaneceu praticamente inalterada desde 2018. Apesar do mercado aparentemente robusto do Brasil em 2019, o desenvolvimento hidrelétrico incremental do país é cada vez mais limitado pelos recursos disponíveis. Apenas 12 GW estão em áreas que sem restrições ecológicas ou sociais. Esse potencial remanescente é ainda mais limitado por limitações sociopolíticas, bem como pelos custos ambientais associados ao desenvolvimento, estimados em ordem de magnitude maior do que o típico para energia eólica e solar fotovoltaica no Brasil (REN, 2020).

A matriz de geração de energia elétrica brasileira é composta majoritariamente por fontes renováveis (85%), num patamar muito mais elevado do que o da matriz mundial (23%), segundo informa o Balanço Energético Nacional 2021 (EPE, 2021). O mesmo documento ainda informa que a fonte hidráulica ocupa lugar de destaque entre as renováveis, com 65%, seguida por biomassa e eólica, com 9% cada, e da solar, com 2%.

Considerando sua relação de dependência com o regime de chuvas, a geração de energia hidroelétrica pode ser uma vulnerabilidade da nossa matriz de energia elétrica, principalmente nos períodos de baixas precipitações pluviométricas, quando o volume dos reservatórios diminui.

3. ANÁLISE DE DADOS DE CRESCIMENTO (OIEE, População e PIB)

De acordo com o BEN - Séries Históricas (EPE, 2020), a capacidade instalada de geração de energia passou de 33 GW em 1980 para 74 GW em 2000 e 175 GW em 2020. A população era 122 milhões em 1980, passou para 175 milhões no ano 2000 e alcançou 213 milhões em 2020 (IBGE, 2022).

Analisando os dados da Oferta Interna de Energia Elétrica – OIEE no Brasil, do crescimento populacional e do PIB é possível estabelecer uma

relação OIEE / PIB / habitante e compará-la com a evolução da capacidade instalada de geração de energia.

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia/ PIB/ População

		CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO	OFERTA INT. ENERGIA ELÉTRICA-OIEE	PRODUTO INTERNO BRUTO - PIB	POPULAÇÃO RESIDENTE - POP	OIEE/POP	OIEE/PIB
UNIDADE		GW	GWh	10^9 US$ppc (2010)	10^6 hab	KWh/hab	GWh/10^3US$
ANO	**1980**	33.472	139.170	1.298	122	1.142	107
	1990	53.050	249.358	1.517	150	1.665	164
	2000	73.671	393.259	1.953	175	2.251	201
	2010	113.327	550.447	2.804	196	2.812	196
	2020	174.737	645.915	2.858	213	3.039	226

FONTE: Elaborada pelos autores a partir de dados da EPE (BEN - Séries Históricas)

Desde 1980 até 2020 a Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE cresceu quase cinco vezes, enquanto o Produto Interno Bruto – PIB e a População Residente cresceram duas vezes. A relação OIEE/Pop cresceu quase três vezes no mesmo período e a OIE/PIB, aproximadamente duas vezes. Ou seja, a OIEE cresceu sempre mais do que os indicadores relacionados com a Demanda, como População e PIB.

Com planejamento, observando-se os ciclos de chuva, as características regionais, a quantidade de água que chega às usinas e pode ser convertida em energia (ou Energia Natural Afluente – ENA) e as diversas modalidades de geração disponíveis no Sistema Interligado Nacional – SIN e administradas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é possível atender à demanda de energia elétrica sem maiores percalços, como demonstrado pela OIEE.

Porém, um dado que chama à atenção é que, apesar do aumento da OIEE a geração hidrelétrica não tem acompanhado esse crescimento, devido

ao volume de chuvas desfavorável, com precipitações pluviométricas raramente acima da média histórica, indicando tendência de escassas chuvas.

Contudo, é nesse ponto que se revela a importância do planejamento, já que os modelos que definem o despacho das usinas para o atendimento à demanda trabalham com os cenários de projeção de chuvas, podendo decidir, por meio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), quando despachar usinas térmicas para ajustar as relações oferta / demanda.

De acordo com o registrado em ATA da 242ª Reunião do CMSE realizada em 07/12/2020, na qual foram avaliadas as condições do atendimento eletroenergético do SIN, o ONS informa que em novembro de 2020 *"não foram verificados volumes significativos de chuvas nas principais bacias de interesse do SIN, sob a ótica da geração de energia elétrica"*. E prossegue relatando que, em termos de Energia Armazenada, em novembro de 2020 "*foram verificados armazenamentos de 17,7%, 18,3%, 52,2% e 28,9% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, evidenciando a impossibilidade do início da recuperação do armazenamento dos principais reservatórios do SE/CO e Sul, contrariamente ao comportamento esperado para o início do período tipicamente úmido*". Ora, já havia informações relevantes sobre as condições dos reservatórios e do regime de chuvas dos meses seguintes, o que deveria ter levado a efetivar decisões adequadas à gravidade da situação.

Também os dados disponíveis do Volume Equivalente do SIN, mostram que a série histórica de 2014 a 2021 tem resultado entre 29% e 42% para o mês de dezembro (ANA, 2022).

A ANA – Agência Nacional de Águas publica acompanhamento regular e periódico da situação da seca, cujos resultados consolidados são divulgados por meio do Mapa do Monitor de Secas. Mensalmente informações sobre a situação de secas são disponibilizadas até o mês anterior, com indicadores que refletem o curto prazo (3, 4 e 6 meses) e o longo prazo (12, 18 e 24 meses), indicando a evolução da seca na região (ANA, 2022).

O Monitor de Secas consolida o conhecimento técnico e científico já existente em diferentes instituições estaduais e federais num documento comum contendo informações sobre as condições de seca (severidade, evolução temporal e espacial) e impactos sobre os diferentes setores envolvidos. O Monitor facilita a tradução das informações em ferramentas e produtos utilizáveis por instituições tomadoras de decisão e indivíduos, de modo a fortalecer os mecanismos de Monitoramento, Previsão e Alerta Precoce, sendo uma valiosa ferramenta de auxílio à gestão dos recursos hídricos e planejamento energético.

Para 2021 o Monitor de Secas mostrava que na Região Nordeste janeiro, fevereiro e março tiveram piora na condição de seca, condição intensificada com agravamento da seca em maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro. O mesmo monitor mostra piora do cenário na Região Sudeste, com agravamento da seca em janeiro, fevereiro, março, abril, maio, junho, julho, agosto e setembro. Já na Região Sul, chuvas abaixo da média agravaram a seca nos três estados em abril, maio, julho, agosto, novembro e dezembro. Por fim, no Centro-Oeste houve avanço da seca grave em janeiro, março, abril, maio, junho, julho, agosto, setembro e outubro, além de persistência do cenário de seca intensa, em decorrência dos déficits de chuva acumulados em longo prazo – superior a 12 meses.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise dos dados disponíveis e de suas correlações mostra que a oferta de energia elétrica, caracterizada pela Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE, tem sido sempre maior do que a demanda, inferida pelo aumento da População Residente e pelo aumento do poder aquisitivo, logo pelo poder de consumo, obtido pela evolução do Produto Interno Bruto - PIB. Mesmo as relações OIEE/ População Residente e OIEE/PIB mostram índices favoráveis ao crescimento da OIEE. Logo, não há uma demanda crescente de energia elétrica superior à oferta. Contudo, a OIEE precisa ser administrada, já que é composta por diversas fontes, com predominância da hidrelétrica. A gestão dos

recursos hídricos com alternância entre geração hidrelétrica e termelétrica pode ser feita preventivamente, levando em consideração os indicadores publicados pelo ONS, SIN, EPE e ANA. Descartadas as causas técnicas para uma possível, mas improvável crise de fornecimento de energia elétrica, resta investigar outras causas, como as decisórias e administrativas, já que os dados e informações que permitem decidir qual a melhor rota de geração e qual o momento mais adequado para acioná-la, estão disponíveis e ao alcance dos responsáveis pelas decisões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA - Agência Nacional de Águas. Sistema Interligado Nacional. Disponível em: https://www.ana.gov.br/sar/sin Acesso: 01 mai. 2022.

ANA - Agência Nacional de Águas. Sistema Interligado Nacional - SIN. Disponível em: https://www.ana.gov.br/sar0/MedicaoSin Acesso: 01 mai. 2022.

ANA - Agência Nacional de Águas. Monitor de Secas. Disponível em: https://monitordesecas.ana.gov.br/o-monitor-de-secas Acesso:13 mai. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2021. Brazilian Energy Balance 2021 Year 2020 / Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro: EPE, 2021. 292 p. : 182 ill. : 23 cm 292 p. : 182 il. ; 23 cm. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021 Acesso: 01 mai. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Balanço Energético Nacional - Séries Históricas. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas. Acesso: 01 mai. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Glossário. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossário Acesso: 09 mai. 2022.

EXXONMOBIL. Outlook for Energy: a perspective to 2040. USA: Exxon Mobil, 2019, 58p.

GLOBAL ENERGY STATISTICAL YEARBOOK (ENERDATA, 2021). World Energy & Climate Statistics Yearbook 2021. Disponível em: https://yearbook.enerdata.net Acesso: 20 de janeiro de 2022.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Censos Demográficos de 1980, 1991, 2000 e 2010 e Contagem da População 1996. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9662-censo-demografico-2010.html?=&t=series-historicas Acesso: 01 mai. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA, 2021a). Disponível em: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=BRAZIL&energy=Balances&year=2019 Acesso: 10 de maio de 2022.

_____ (IEA, 2021b). Disponível em: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=BRAZIL&energy=Electricity&year=2019 Acesso: 10 de maio de 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Renewable Capacity Statistics 2017. Abu Dhabi: IRENA, 2017, 60p.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK (REN 2016). Renewables Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2016, 272p. Disponível em: http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2016/11/REN21_GSR2016_KeyFindings_port_02.pdf Acesso: 10 de maio de 2022.

_____. (REN, 2015). Renewables Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2015, p. 251 p.

_____. (REN, 2020). Renewables Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2020, p. 367 p.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). International Energy Outlook 2019: with projections to 2050. Washington: EIA 2019, 85p.

_____. (EIA, 2021a) International Energy Outlook. Washington, 2021, 21p.

WORLD BANK (2022). CO_2 Emissions Brazil. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.PCAP.KG.OE?locations=BR> Acesso: 10 de maio de 2022.

REFLEXOS DO PROJETO DE PRIVATIZAÇÃO DA ELETROBRAS SOBRE A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL DA REGIÃO

Gabriela Passos
Universidade de São Paulo

RESUMO

Estima-se que o Brasil possui a segunda maior reserva de gás natural entre os países da América Central e do Sul, com cerca de 380 bilhões de metros cúbicos (bcm), ficando atrás apenas da Venezuela com seus 6,3 trilhões de metros cúbicos (tcm) (EPE, 2020). As potenciais reservas encontram-se distribuídas ao longo de bacias sedimentares em diferentes regiões do território nacional e os mercados regionais de gás são heterogêneos entre si, havendo disparidades em seus níveis de desenvolvimento, sendo alguns mais desenvolvidos e estruturados, como os da região sudeste, enquanto que outros são prematuros, como os da região norte. Apesar das vastas reservas energéticas de gás, o mercado de gás natural brasileiro é considerado imaturo, sendo pouco desenvolvido em relação aos mercados internacionais que são referências a nível mundial, como Estados Unidos e União Europeia. Isso acontece devido à diversos fatores, como: diferenças de demanda entre as regiões, dificuldades para implantação da estrutura necessária para o deslocamento do gás (especialmente gasodutos de transporte e distribuição), entre outros. Em vista disso, o governo federal vem buscando iniciativas que impulsionem a expansão do mercado gasífero nacional. No ano de 2021, destacam-se dois eventos relacionados a tal objetivo, sendo estes a sanção da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) e da Lei nº 14.182/2021 (Desestatização da Eletrobras). Os processos de sanção dessas leis levantaram diversos debates, uma vez que tais leis causarão mudanças significativas no mercado energético brasileiro, especialmente por promoverem o aumento da participação do gás natural na matriz energética do país. Nesse sentido, o presente trabalho tem como objetivo analisar os reflexos do processo de desestatização da Eletrobras sobre o

mercado de gás brasileiro, com ênfase na região norte, devido à complexidade que tal região possui. Além disso, também pretende-se avaliar como este processo relaciona-se com a Nova Lei do Gás, buscando compreender se há alinhamento tanto de objetivos quanto de viabilidade para a rápida expansão do mercado brasileiro de gás natural e para a melhoria do setor energético nacional. Para isto, será utilizada a metodologia de revisão bibliográfica de materiais disponíveis sobre o tema, que servirão de base para as análises propostas. Portanto, através desse trabalho, espera-se contribuir com as discussões acerca do tema, que tem sido amplamente debatido por pesquisadores de diversas áreas. Com isso, pretende-se também trazer maior visibilidade às questões referentes ao desenvolvimento do mercado de gás natural da região norte do Brasil.

Palavras-chave: Desestatização da Eletrobras; Gás Natural; Região Norte.

ABSTRACT

It is estimated that Brazil has the second largest reserves of natural gas among the countries of Central and South America, with around 380 billion cubic meters (bcm), second only to Venezuela with its 6.3 trillion cubic meters. (tcm) (EPE, 2020). Potential reserves are distributed along sedimentary basins in different regions of the national territory and regional gas markets are heterogeneous among themselves, with disparities in their levels of development, some of which are more developed and structured, such as those in the Southeast, while others are premature, such as those in the northern region. Despite the vast energy reserves of gas, the Brazilian natural gas market is considered immature, being little developed in relation to international markets that are worldwide references, such as the United States and the European Union. This is due to several factors, such as: differences in demand between regions, difficulties in implementing the necessary structure for the displacement of gas (especially transport and distribution pipelines), among others. In view of this, the federal government has been seeking initiatives to boost the expansion of the national gas market. In 2021, two events related to this objective stand out, these being the sanction of

Law No. 14,134/2021 (New Gas Law) and Law No. 14,182/2021 (Eletrobras Privatization). The sanction processes of these laws raised several debates, since such laws will cause significant changes in the Brazilian energy market, especially by promoting an increase in the participation of natural gas in the country's energy matrix. In this sense, the present work aims to analyze the reflexes of the Eletrobras privatization process on the Brazilian gas market, with emphasis on the northern region, due to the complexity that this region has. In addition, it is also intended to evaluate how this process relates to the New Gas Law, seeking to understand whether there is an alignment of both objectives and feasibility for the rapid expansion of the Brazilian natural gas market and for the improvement of the national energy sector. For this, the methodology of bibliographic review of available materials on the subject will be used, which will serve as a basis for the proposed analyses. Therefore, through this work, it is expected to contribute to the discussions on the subject, which has been widely debated by researchers from different areas. With this, it is also intended to bring greater visibility to issues related to the development of the natural gas market in the northern region of Brazil.

Keywords: Privatization of Eletrobras; Natural gas; North region.

1. INTRODUÇÃO

O processo de privatização da Eletrobras tem sido amplamente debatido pela imprensa e por especialistas da área de energia, desde o seu anúncio através da Medida Provisória (MP) nº 1.031/2021. Após sofrer alterações expressivas em seu texto ao passar pelo Congresso, foi aprovada e sua conversão resultou na Lei nº 14.182. O texto final desta Lei trouxe consigo a imposição de ações referentes ao planejamento energético do país para os próximos anos.

Entre tais ações, destacou-se a contratação de 8 GW geração termelétrica a gás natural nas regiões norte, nordeste e centro-oeste. Tal destaque ocorreu, principalmente, por duas razões: a imposição desta ação ter sido realizada por parlamentares sem embasamento de especialistas do setor energético, ou seja,

não havendo assim o planejamento energético necessário para a contratação de um volume tão significativo de energia e cujos impactos terão grandes dimensões em diversos aspectos do país; além disso, o gás natural já estava em evidência em 2021 em decorrência dos debates acerca da aprovação da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), que tem como um de seus objetivos impulsionar a expansão do mercado gasífero brasileiro.

Em vista destes dois marcos regulatórios e dada a sua relevância para o mercado energético do Brasil, este artigo teve como objetivo promover uma breve análise dos impactos da privatização da Eletrobras sobre o mercado de gás da região norte do Brasil e seus possíveis impactos no setor energético a nível regional e nacional, buscando avaliar a relação entre as Lei nº 14.134/2021 e Lei nº 14.182/2021. Para tanto, utilizou-se a revisão da literatura como metodologia de estudo.

2. GÁS NATURAL NO NORTE BRASILEIRO

O norte do Brasil é uma região rica em recursos naturais, sendo constituído por bacias hidrográficas e sedimentares, sendo algumas destas últimas detentoras de reservas comprovadas e estimadas de petróleo e gás natural. Atualmente, as bacias sedimentares de maior destaque em decorrência de tais reservas são Pará-Maranhão, Solimões, Amazonas e Parnaíba, enquanto que a bacia de Foz do Amazonas tem importância moderada (EPE, 2019; PASSOS, 2022).

As primeiras avaliações em busca de hidrocarbonetos na região amazônica ocorreram no início do século XX, quando o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) realizou pesquisas no estado do Amazonas em busca de reservas de carvão, que era um recurso muito utilizado para o abastecimento energético. Tais estudos constataram que as bacias analisadas possuíam potencial para hidrocarbonetos e assim, por volta de 1925, ocorreram perfurações de poços voltadas para a busca por petróleo (ANP, 2015). Já na década de 1970, foram feitos levantamentos sísmicos nas duas bacias, que possibilitaram a descoberta de zonas com óleo e gás em ambas. Na bacia de

Solimões, constatou-se a presença de óleo e gás em Juruá e na região de Urucu (ANP, 2019). Na bacia do Amazonas, também houve descoberta de óleo e gás em diversas regiões e na década de 1990 uma nova etapa exploratória levou a descoberta dos Campos de Azulão e Jaipim, revelando grande potencial para gás natural (ANP, 2015).

Com isso, deu-se início a produção comercial de petróleo em Urucu no ano de 1988 (BRASIL, 2007) e anos mais tarde, teve início a construção do gasoduto Coari-Manaus também na província de Urucu, no município de Coari. Sua inauguração ocorreu em 2006, mas suas atividades só tiveram início em 2009. Os principais objetivos de sua implantação foram: promover mudanças na matriz energética e na economia do estado do Amazonas, abastecer Manaus e os municípios localizados na rota no gasoduto (Coari, Codajás, Anori, Anama, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba) e reduzir as emissões de GEE em cerca de 30% na capital. Seus dutos conduzem o gás do Terminal Solimões (Coari-AM) até a REMAN (Manaus-AM), possibilitando o fornecimento do insumo para sete usinas termelétricas do estado (MATOS et al. 2011).

Atualmente, a distribuição e a comercialização de gás canalizado ocorrem nos estados do Amapá (Gasap), Amazonas (Cigás), Pará (Gás do Pará) e Rondônia (Rongás), e a maior parte do consumo ocorre em UTEs e indústrias (BNDES, 2020). Desse modo, nota-se que o mercado de gás da região norte brasileira ainda é muito novo, limitado e prematuro, mas espera-se que este cenário mude a partir da implantação de projetos que estão em fase de construção e outros que entraram em funcionamento recentemente, como é o caso do projeto Azulão-Jaguatirica II, que faz a ligação entre os estados do Amazonas e de Roraima.

Tendo em vista o potencial da região para a exploração e produção de gás natural, e analisando os possíveis benefícios que tais atividades poderiam gerar para a região amazônica e para o desenvolvimento do mercado energético e econômico nacional, o governo federal tem realizado análises e discussões voltadas ao gás natural, visando assim impulsionar o crescimento e a consolidação do mercado gasífero nacional. Em abril de 2021, foi aprovada a Lei

nº 14.134, chamada de Nova Lei do Gás, que está vigência e tem como principal objetivo potencializar a abertura do mercado gasífero brasileiro. Esta Lei é um marco na história regulatória do gás natural no país, pois trouxe alterações na Lei anterior que regia as questões referentes a este insumo (Lei nº 11.909/2009), principalmente quanto a conceitos como gasodutos de transporte e funcionamento de etapas distintas da cadeia de valor do gás (BRASIL, 2021; BAPTISTA & TARELHO, 2021; PASSOS, 2022).

Havendo a abertura do mercado, o setor energético brasileiro será diretamente impactado no setor, devido ao possível aumento da produção de energia no país decorrente da maior inserção do gás natural, que por sua vez causará modificações no setor elétrico e diversificará a matriz energética nacional.

3. A LEI 14.182/2021 E SUA INFLUÊNCIA NO NORTE

A Lei nº 14.182/2021, conhecida como Lei da privatização da Eletrobras foi o resultado da conversão da Medida Provisória (MP) nº 1.031, a qual ficou conhecida como MP da Eletrobras e teve sua votação, seguida de sua aprovação em junho de 2021. Antes de ser sancionada, seu texto sofreu alterações significativas, ocasionando críticas e debates no país. Entre tais alterações, destaca-se o texto de seu artigo primeiro, que anteriormente tratava sobre como ocorreria o processo de privatização (via capitalização) e, após a modificação do texto, tal artigo passou tratar sobre um planejamento energético a ser realizado nos próximos anos, promovendo principalmente as expansões do setor elétrico e do setor de gás natural. Entre os vários pontos que compõem esta Lei, destaca-se o planejamento energético baseado no aumento da geração termelétrica a gás natural. De acordo a Lei, deve haver contratação de 8 GW de potência pelo poder concedente, exclusivamente para termelétricas a gás, com contratações via leilão de reserva de capacidade por região e capacidade variável entre as regiões. Assim, a contratação não será feita pelas distribuidoras e sim pelo sistema elétrico, tendo seus custos pagos por todos os consumidores de energia elétrica (BRASIL, 2021; PASSOS, 2022).

A ABEGÁS (2021), defende que a Lei trará benefícios ao cenário energético e a economia do Brasil, uma vez que a expansão das térmicas a gás natural podem tornara a geração de energia elétrica ininterrupta, o que reduziria os transtornos de geração típicos das épocas de seca e assim, as térmicas a gás gerariam aumento de aproximadamente 10% do armazenamento dos reservatórios hídricos nacionais. Somado a isso, a associação acredita que a Lei de privatização da Eletrobras aumentará a competitividade do mercado energético, acarretando na redução das tarifas pagas pelos consumidores devido a menor volatilidade do mercado, proporcionando também maior segurança energética, com geração e fornecimento de energia mais estáveis. Por fim, a associação afirma que a expansão dos projetos de gás natural gerará empregos e melhorias nas infraestruturas de diversas regiões do país, beneficiando assim a população.

No caso da região norte, a Lei estipulou que 2.500 MW de potência sejam distribuídos pelas capitais dos estados ou regiões metropolitanas, de acordo com a viabilidade de utilização das reservas provadas de gás natural existentes na Região Amazônica, em território nacional, devendo haver garantia de suprimento de ao menos duas capitais que não tenham ponto de suprimento de gás natural até a data da publicação da referida Lei (BRASIL, 2021). Para isso, devem ser construídos novos gasodutos ligados às regiões metropolitanas e/ou capitais da região, porém, o processo de construção de gasodutos é complexo, pois exige cautela, muito tempo e alto investimento financeiro, o que vai contra o curto prazo estipulado pela Lei, até 2030, para o pleno funcionamento de todas as novas usinas termelétricas. Ou seja, atrasos nesse processo de construção podem comprometer o sucesso dos novos projetos termelétricos propostos pela Lei, de modo que continuaria havendo a insegurança energética na região e implica na baixa qualidade dos serviços de fornecimento de energia ofertada a população local (ALMEIDA, 2021; PASSOS, 2022).

Por tratar-se de uma região com diversas complexidades e peculiaridades, os objetivos determinados pela Lei para o norte brasileiro são contraditórios, por não considerarem que a implantação de termelétricas e

gasodutos exigem avaliações criteriosas da região, para que sejam reduzidas as chances de danos ambientais e de riscos as populações que vivem nos entornos das áreas em que seriam implantadas a tais estruturas. Outro ponto que mostra a contradição dos objetivos desta Lei para a região norte é que as reservas provadas da região já proporcionam abastecimento de usinas termelétricas nos estados do Amazonas e Roraima, sendo o primeiro contemplado pelo gás da região petrolífera de Urucu que é conduzido através do gasoduto Coari-Manaus, e o segundo abastecido pelo gás natural do campo de Azulão (localizado no estado do Amazonas) que é conduzido através de caminhões (*técnica reservoir-to-wire*).

4. CONCLUSÕES

A expansão do setor elétrico e do mercado de gás natural devem ocorrer de maneira responsável, sendo, portanto, baseadas em planejamento energético feito por profissionais e/ou instituições que tenham os devidos conhecimentos sobre o tema, analisando de maneira imparcial as diversas variáveis que envolvem as questões energéticas e as especificidades de cada região do país.

A pesquisa mostrou que, para apresentar melhores resultados, a Lei de privatização da Eletrobras deveria ser analisada e revisada com cautela, de modo que seu conteúdo fosse melhor alinhado com a realidade do país. Assim, a Lei deveria considerar as heterogeneidades entre as regiões do Brasil, para que assim suas determinações fossem mais coerentes e benéficas para o setor energético e para a população.

Por fim, a pesquisa constatou não há alinhamento entre a Lei nº 14.182/2021 e a Nova Lei do Gás, pois a Lei da privatização da Eletrobras estimula o aumento da intervenção estatal na dinâmica de competição do setor gasífero, o que por sua vez pode impactar em instabilidades jurídica e regulatória para os investidores, podendo afetar negativamente na expansão do mercado de gás nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS. MP da Eletrobras - Térmicas a Gás Natural: Solução vai evitar racionamento de energia elétrica e propiciar benefícios para o consumidor de luz. 2021. Disponível em: https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8992028&ts=1628716577116&disposition=inline. Acesso em: 24 maio 2022.

ALMEIDA, E. Impacto da MP da Eletrobras no Mercado de Gás Natural. Cenários: Gás. Editora Brasil Energia. Publicado em: 14 jul. 2021. Disponível em: https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/impacto-da-mp-da-eletrobras-no-mercado-de-gas-natural/. Acesso em: 27 set. 2021.

ANP. Bacia do Amazonas – Sumário Geológico e Setores em Oferta. 13ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás. Rodada Permanente de Licitações. Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis: Superintendência de Definição de Blocos, 2015.

ANP. Bacia do Solimões – Sumário Geológico. Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis: Superintendência de Definição de Blocos, 2019.

BAPTISTA, I. B., TARELHO, T. A. R. Da abertura do setor a nova lei do gás: mudança ou continuidade? O Novo Mercado de Gás. Editora Letra Capital. Rio de Janeiro. 2021.

BNDES. Distribuição de Gás. In: Gás para o desenvolvimento. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Rio de Janeiro, 2020, p. 42-59.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm Acesso em: 20 maio 2022

BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm. Acesso em: 20 maio 2022.

EPE. Nota técnica: A indústria de gás natural na Argentina – Panorama, perspectivas e oportunidades para o Brasil. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: Julho/2020

EPE. Planejamento do atendimento aos sistemas isolados – Horizonte 2024, Ciclo 2019. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: 2019.

MATOS, F. B., CAMACHO, J. R., RODRIGUES, P., JUNIOR, S. C. G. A research on the use of energy resources in the Amazon. Renewable and Sustainable Energy Reviews v. 15, p. 3196– 3206, 2011.

PASSOS, G. P., COSTA, H. K. M., BRITO, T. L. F. A indústria de gás natural da região norte do Brasil a partir da análise da privatização da Eletrobras. Evex 2021.

RELAÇÃO ENTRE CONSUMO DE ELETRICIDADE E PIB NO BRASIL: UMA ANÁLISE A NÍVEL SETORIAL E REGIONAL

Paulo André Manhães Barbosa[1]; Leonardo Bornacki de Mattos[1]

[1]*Universidade Federal de Viçosa*

RESUMO

Diante da relevância da eletricidade como uma das principais fontes de energia utilizadas em diferentes atividades produtivas, o presente estudo investigou o papel do consumo de energia elétrica na sua relação com o nível de produto da economia brasileira, tendo como base uma análise agregada e desagregada a nível setorial/regional para o período de 1989 a 2017. A partir de uma abordagem baseada em técnicas econométricas no contexto de dados em painel, o teste de não causalidade de Dumitrescu e Hurlin (2012) foi empregado para examinar a existência e a direção da relação de causalidade no sentido de Granger entre o Produto Interno Bruto (PIB) e o consumo de eletricidade na economia brasileira como um todo e, para dois importantes setores produtivos, indústria e comércio/serviços. Os resultados mostraram que, tanto políticas de incentivo à ampliação da oferta de energia elétrica, quanto de incentivo à conservação do seu consumo têm o poder de influenciar a atividade econômica do Brasil a depender do setor e da região em que são empregadas pelos formuladores de políticas econômicas e energéticas.

Palavras-chave: Consumo de eletricidade. PIB. Brasil.

ABSTRACT

Given the relevance of electricity as one of the main sources of energy used in different productive activities, this study investigated the role of electricity consumption in its relationship with the level of output of the Brazilian economy from an aggregated and disaggregated analysis at the sector/regional level for the period of 1989 to 2017. Through an approach based on econometric techniques in the context of panel data, the existence and direction of the causal

relationship in the Granger sense between Gross Domestic Product (GDP) and electricity consumption was examined for the Brazilian economy as a whole and for two important productive sectors, industry and commerce/services. The results showed that both policies to encourage the expansion of electricity supply and to encourage the conservation of its consumption have the power to influence economic activity in Brazil depending on the sector and region in which they are employed by the economic and energy policy makers.
Keywords: Electricity consumption. GDP. Brazil.

1. INTRODUÇÃO

Segundo dados da International Energy Agency (IEA), do total de fontes de energia consumidas no mundo, 18% estão na forma de eletricidade e os 82% restantes são constituídos de combustíveis como carvão, petróleo, gás e biomassa. No Brasil, de acordo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2020, o consumo de eletricidade passou a ser responsável pela maior parcela do consumo final de energia no país a partir do ano de 2015, seguido de perto por derivados de petróleo, como óleo diesel e gasolina.

Tendo como base o trabalho seminal de Kraft e Kraft (1978), que analisou a relação entre consumo de energia e Produto Nacional Bruto (PNB) para os EUA, a análise de causalidade no sentido de Granger (1969) passou a ser a abordagem mais utilizada na literatura econômica para determinar qual o papel da energia (em particular, a elétrica) na sua relação com o crescimento econômico em diferentes países e regiões ao redor do mundo.

Embora a relação causal entre consumo de energia elétrica e crescimento econômico já tenha sido bastante debatida, ainda não há consenso na literatura quanto à direção da causalidade entre essas variáveis, bem como sua implicação na eficácia de políticas energéticas e ambientais (PAYNE, 2010).

Dos diferentes resultados e conclusões encontrados na literatura empírica ao longo dos anos, derivam quatro hipóteses associadas à direção da causalidade entre o consumo de energia e o crescimento: a hipótese de

conservação, a hipótese de crescimento, a hipótese de feedback e a hipótese de neutralidade (PAYNE, 2010; OZTURK, 2010).

A hipótese de conservação é caracterizada pela existência de causalidade unidirecional que parte do crescimento econômico em direção ao consumo de energia. Ela indica que um aumento da atividade econômica causa um aumento no consumo de eletricidade, sugerindo que políticas de conservação de energia, que têm como objetivo a redução do consumo de eletricidade e a manutenção da oferta de energia existente, podem ser implementadas com pouco ou nenhum efeito adverso sobre o crescimento econômico, caso das economias menos dependentes de energia.

Por outro lado, a hipótese de crescimento é caracterizada pela existência de causalidade unidirecional que parte do consumo de energia em direção ao crescimento. Ela sugere que a energia desempenha um papel fundamental no processo de crescimento econômico ao agir como um complemento aos insumos capital e trabalho no processo de produção. Isso implica que restrições ao uso de energia assim como falhas no seu fornecimento podem ter um impacto negativo sobre o crescimento econômico.

Já a hipótese de feedback corresponde à presença de uma relação causal bidirecional, ou seja, uma relação recíproca entre consumo de energia e crescimento. Ela sugere que o consumo de energia e o crescimento econômico são determinados e afetados em conjunto e ao mesmo tempo, de modo que uma redução no consumo de eletricidade pode afetar, de maneira adversa, o crescimento econômico e vice-versa.

Por último, a hipótese de neutralidade corresponde à ausência de causalidade em qualquer direção. Ela sugere que a energia elétrica representa uma parcela muito pequena do produto agregado da economia quando em comparação com outras formas de energia, de modo que seu consumo desempenha um papel relativamente pequeno na determinação do crescimento econômico de um país ou região.

Segundo dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2020, disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil se difere

do restante do mundo por apresentar uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, pois aproximadamente 83% da eletricidade gerada vem de fontes renováveis contra apenas 25% do mundo. A geração de energia hidráulica se destaca por responder por 64,9% da oferta interna de eletricidade contra apenas 16,2% da matriz elétrica mundial. Essa característica faz com que o setor de energia elétrica brasileiro apresente algumas limitações associadas principalmente à sua vulnerabilidade a fatores climáticos, evidenciada pela crise energética ocorrida entre os anos de 2001-2002 e pelos altos custos sociais e ambientais ligados à ampliação da infraestrutura de oferta de energia.

Por essa razão, acredita-se que entender a dinâmica da relação entre o consumo de energia elétrica e o crescimento econômico se configura como algo relevante no cenário brasileiro, pois pode servir de base para políticas públicas mais eficazes voltadas para o estímulo à ampliação ou à conservação da oferta de energia existente tanto a nível regional quanto setorial.

A partir do exposto, o presente estudo teve como objetivo investigar a existência e a direção da relação de causalidade entre o consumo de energia elétrica e PIB no Brasil bem como sua implicação sobre políticas energéticas, tendo como base uma análise desagregada a nível setorial e regional, utilizando dados a nível estadual, cobrindo um período de vinte e oito anos (1989-2017).

Para a análise a nível regional, a relação entre energia elétrica e PIB foi investigada em cada uma das cinco grandes regiões geográficas brasileiras (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sul e Sudeste) tendo em vista seus respectivos estados. Já para a análise a nível setorial, foram investigados três importantes setores da economia brasileira: indústria, comércio e serviços. Os setores de comércio e serviços foram examinados conjuntamente, dado que as informações sobre o consumo de energia elétrica de ambos são computadas e disponibilizadas de forma conjunta pelas instituições responsáveis.

2. ABORDAGEM EMPÍRICA

Para cumprir com o objetivo de analisar a dinâmica da relação entre PIB e consumo de energia elétrica no Brasil, o presente estudo partiu da hipótese de que o consumo de energia elétrica pode ser um importante determinante no crescimento econômico do Brasil e tomou como base um modelo bivariado de produção agregada neoclássica, assim como o proposto em estudos recentes como os de Nain et al. (2017) e Tiwari et al. (2021), em que o nível de produto pode ser expresso em função do consumo de eletricidade como segue:

$$PIB_{jit} = \left(CE_{jit}\right) \quad (1)$$

em que j = 1, 2 e 3 representa cada um dos três modelos propostos (o primeiro refere-se à relação entre PIB total e consumo total de eletricidade, o segundo, à relação entre PIB industrial e consumo de eletricidade industrial, e o terceiro, à relação entre PIB comercial/serviços e consumo de eletricidade comercial/serviços); i = 1, ..., 27 representa as unidades federativas (UFs) do Brasil; t = 1, ..., 29 representa o período de tempo analisado (1989-2017); PIB o Produto Interno Bruto; e CE o consumo de energia elétrica.

Para a análise da relação de causalidade no sentido de Granger (1969) entre os níveis de produto setorial e regional e os níveis de consumo de energia elétrica regional e setorial no Brasil foi empregado o teste de não causalidade de Granger em painel heterogêneo proposto por Dumitrescu e Hurlin (2012).

Projetado para detectar causalidade no contexto de dados em painel, o teste DH proposto por Dumitrescu e Hurlin (2012) pode ser definido como segue:

$$PIB_{jit} = \alpha_i + \sum_{K=1}^{K} \gamma_{ik} PIB_{jit-k} + \sum_{K=1}^{K} \beta_{ik} CE_{jit-k} + \varepsilon_{jit} \quad (2)$$

em que PIB_{jit} e CE_{jit} são observações referentes ao Produto Interno Bruto e ao consumo de eletricidade para cada UF ($i = 1, \dots, 27$) no ano t ($t = 1, \dots, 29$) dentro

de cada um dos três modelos analisados ($j = 1, 2, 3$). Os coeficientes γ_{ik} e β_{ik} podem diferir entre os indivíduos (observe os subscritos *i* anexados aos coeficientes), mas são considerados invariantes no tempo. A ordem de defasagem *K* é considerada idêntica para todos os indivíduos e o painel deve ser equilibrado.

Assim como em Granger (1969), o procedimento para determinar a existência de causalidade consiste em testar se os efeitos dos valores passados do *CE* sobre o valor presente do *PIB* são significativos e vice-versa. A hipótese nula é, portanto, definida como: $H_0: \beta_{i1} = \cdots = \beta_{ik} = 0,\ \forall\, i = 1, \ldots, N,$ que corresponde à ausência de causalidade para todos os indivíduos do painel.

Para a análise proposta, foram utilizados dados de séries temporais de periodicidade anual para o Produto Interno Bruto e consumo total de energia elétrica ambos em nível agregado e setorial, compreendendo todas as 27 unidades federativas do Brasil (26 estados mais o Distrito Federal) e o período de 1989 a 2017.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

De acordo com Engle e Granger (1987), para que a realização de uma análise de causalidade entre duas ou mais variáveis seja justificada, é necessário que elas sejam integradas de mesma ordem e apresentem uma relação de equilíbrio de longo prazo, ou seja, sejam cointegradas. Por esse motivo, antes da realização do teste de causalidade, foram realizados os testes de raiz unitária em painel LLC, Breitung e Hadri, bem como os testes de cointegração em painel propostos por Pedroni (2004).

Contudo, como no presente estudo as unidades do painel representam estados que fazem parte de um mesmo país, é possível que haja uma forte interdependência entre elas no que se refere tanto ao PIB quanto ao consumo de eletricidade. De acordo com Pesaran (2004), a existência de dependência *cross-section* nos dados pode fazer com que os testes de estacionariedade, cointegração e causalidade levem a resultados enganosos caso a mesma não seja levada em consideração. Por esse motivo, de forma prévia a realização dos

testes propostos, foi realizado o teste de dependência *cross-section* proposto por Pesaran (2004).

Os resultados do teste dependência *cross-section* indicaram rejeição da hipótese nula de independência *cross-section* entre os dados ao nível de significância de 1%, indicando um forte grau de interdependência entre as unidades que compõem o painel no que se refere às variáveis analisadas. Por essa razão, os demais testes foram conduzidos sob a hipótese de dependência *cross-section* nos dados.

Dando sequência a análise dos resultados, sob a hipótese dependência *cross-section* nos dados, os testes de raiz unitária indicaram que todas as variáveis analisadas podem ser consideradas I (1), ou seja, integradas de mesma ordem ao nível de significância de 1%. Já com relação a análise de cointegração entre as variáveis, os resultados dos testes de cointegração em painel indicaram a existência de uma relação de equilíbrio de longo prazo entre as variáveis pertencentes a cada um dos três modelos estimados.

Para a análise da relação de causalidade entre as variáveis PIB total e o consumo total de eletricidade (Modelo 1), foram examinadas as estatísticas $\overline{Z}$ e $\tilde{Z}$ estimadas para o painel como um todo, representando, desse modo, a economia brasileira de forma agregada. Sob a hipótese de dependência *cross-section* nos dados, confirmada pelo teste de Pesaran (2004), os valores críticos das estatísticas $\overline{Z}$ e $\tilde{Z}$ também foram calculados seguindo um procedimento de replicações *bootstrap* sugerido por Dumitrescu e Hurlin (2012).

Os resultados do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) entre as variáveis PIB total e consumo total de eletricidade, ambas em sua forma logarítmica, são aparentados na Tabela1.

Tabela 1 – Resultado do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) para as variáveis LCE e LPIB

H_0: LCE não causa LPIB			**H_0: LPIB não causa LCE**		
Estatística	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***	**Estatística**	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***
$\bar{Z}$ = 12,2792	0,0000	0,0371	$\bar{Z}$ = 13,5774	0,0000	0,0200
$\tilde{Z}$ = 9,6700	0,0000	0,0371	$\tilde{Z}$ = 11,4095	0,0000	0,0200

Fonte: Elaboração própria tendo como referência resultados da pesquisa.
Nota: p-valores de *bootstrap* calculados usando 700 replicações de *bootstrap*.

Os resultados apresentados na Tabela 1 indicam que, para análise em nível agregado, as estatísticas $\overline{Z}$ e $\tilde{Z}$ se mostraram significativas ao nível de 1% para ambas as hipóteses nulas de não causalidade, indicando, portanto, a presença de causalidade bidirecional entre o PIB total e o consumo total de eletricidade. Ao considerar a hipótese de dependência *cross-section* nos dados, a presença de causalidade bidirecional também se confirmou, com as estatísticas $\overline{Z}$ e $\tilde{Z}$ se mostrando significativas ao nível de 5%, como indicado pelo p-valor de *bootstrap*.

A presença de causalidade bidirecional no nível agregado sugere a existência de uma relação de complementariedade entre o PIB total e o consumo total de eletricidade na economia brasileira, caracterizando, portanto, a hipótese de *feedback*. Esse resultado sugere que o consumo de energia elétrica pode aumentar como um reflexo do aumento da atividade econômica, assim como o nível de produto pode aumentar induzido por um aumento no consumo de eletricidade em setores com participação significativa no PIB. Nesse cenário, políticas de conservação de energia baseadas na simples redução do consumo de eletricidade para manutenção da oferta de energia existente, via racionamentos ou aumentos tarifários, podem afetar, de maneira adversa, o nível de produto da economia brasileira e devem ser adotadas de forma mais criteriosa. Por outro lado, políticas baseadas no estímulo a um uso mais eficiente de energia, principalmente nos meios de produção, devem ser encorajadas, já

que tecnologias de produção mais eficientes podem levar a um aumento de produtividade e, consequentemente, do nível de produto.

Para a análise a nível regional, merece destaque a região Sudeste, onde a hipótese de neutralidade foi identificada para os estados do Espírito Santo (ES), Minas Gerais (MG) e Rio de Janeiro (RJ). Já para o estado de São Paulo (SP), foi verificada a hipótese de crescimento. O fato de o estado de São Paulo, que é responsável por concentrar mais da metade do PIB total e do consumo total de eletricidade da região e por responder a pouco mais de 30% do PIB total e do consumo total de eletricidade entre todos os estados do país, se encaixar na hipótese de crescimento indica que restrições ao consumo de eletricidade nesse estado podem afetar de forma negativa não só o nível de produto agregado do sudeste brasileiro, mas também de todo o País. Os resultados completos para cada estado são apresentados na Tabela 1A do apêndice.

No que se refere à análise da relação de causalidade entre as variáveis PIB industrial e o consumo de eletricidade industrial (Modelo 2), os resultados do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultado do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) para as variáveis LCEI e LPIBI

H_0: LCEI não causa LPIBI			**H_0: LPIBI não causa LCEI**		
Estatística	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***	**Estatística**	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***
$\bar{Z}$ = 5,8082	0,0000	0,1600	$\bar{Z}$ = 7,1707	0,0000	0,0171
$\tilde{Z}$ = 4,7235	0,0000	0,1600	$\tilde{Z}$ = 5,4692	0,0000	0,0171

Fonte: Elaboração própria tendo como referência resultados da pesquisa.
Nota: p-valores de *bootstrap* calculados usando 700 replicações de *bootstrap*.

Os resultados apresentados na Tabela 2 indicam a presença de causalidade unidirecional do PIB industrial para o consumo de eletricidade industrial. A presença de causalidade unidirecional do produto para o consumo de eletricidade na indústria brasileira sugere que o nível de produção/atividade

é o responsável por determinar o consumo/demanda por energia elétrica do setor, caracterizando, portanto, a hipótese de conservação. Esse resultado sugere que, em um nível agregado, políticas de conservação de energia podem ser adotadas sem causar efeitos adversos significativos sobre o nível de produto do setor industrial. Também vale destacar que, apesar de ser o responsável pela maior parcela de energia elétrica consumida entre os setores produtivos no período analisado, o setor industrial brasileiro vem perdendo participação no PIB nos últimos anos, o que aponta para a possibilidade de um cenário de consumo excessivo de energia elétrica dentro de um setor relativamente ineficiente no que se refere ao consumo de eletricidade.

Em se tratando da análise desagregada em nível regional, também merece destaque a região Sudeste, onde a hipótese de conservação foi detectada para os estados de Minas Gerais (MG) e São Paulo (SP) e a hipótese de neutralidade, para os estados do Rio de Janeiro (RJ) e Espírito Santo (ES). O fato de os estados de São Paulo e Minas Gerais, responsáveis por concentrar mais de 75% do PIB industrial e mais de 80% do consumo de eletricidade industrial da região e por responder a pouco mais de 45% do PIB industrial e 48% do consumo total de eletricidade industrial entre todos os estados do país, se encaixarem na hipótese de conservação confirma o resultado encontrado no nível agregado e indica que restrições ao consumo de eletricidade na indústria desses estados podem causar pouco ou nenhum efeito adverso sobre o nível de produto industrial da região e do país. Os resultados completos para cada estado são apresentados na Tabela 2A do apêndice.

No que se refere à análise da relação de causalidade entre as variáveis PIB comercial/serviços e o consumo de eletricidade comercial/serviços (Modelo 3), os resultados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultado do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) para as variáveis LCECS e LPIBCS

H_0: LCECS não causa LPIBCS			H_0: LPIBCS não causa LCECS		
Estatística	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***	**Estatística**	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***
$\bar{Z}$ = 18,3490	0,0000	0,0629	$\bar{Z}$ = 11,4785	0,0000	0,1529
$\tilde{Z}$ = 5,1645	0,0000	0,0629	$\tilde{Z}$ = 2,7107	0,0067	0,1529

Fonte: Elaboração própria tendo como referência resultados da pesquisa.
Nota: p-valores de *bootstrap* calculados usando 700 replicações de *bootstrap*.

Os resultados indicam a presença de causalidade unidirecional do consumo de eletricidade comercial/serviços para o PIB comercial/serviços. A presença de causalidade unidirecional do consumo de eletricidade para o produto no setor de comércio/serviços brasileiro sugere que a energia elétrica desempenha papel determinante na atividade do setor ao agir como um importante insumo no processo de produção, caracterizando, portanto, a hipótese de crescimento. Dado que o setor de comércio/serviços responde pela maior parcela do PIB brasileiro, o resultado encontrado sugere que, em um nível agregado, restrições ao consumo de eletricidade, assim como falhas no seu fornecimento, podem ter um impacto negativo sobre o nível de produto do setor e, consequentemente, sobre nível de produto nacional.

Em se tratando da análise desagregada em nível regional, mais uma vez merece destaque a região Sudeste, onde a hipótese de conservação foi detectada para o estado do Rio de Janeiro (RJ) e a hipótese de *feedback,* para o estado de São Paulo (SP). Para os demais estados, foi detectada a hipótese de neutralidade. O fato de o estado de São Paulo, responsável por concentrar cerca de 60% do PIB comercial/serviços e do consumo de eletricidade comercial/serviços da região e por responder a pouco mais de 30% do PIB comercial/serviços e do consumo de eletricidade comercial/serviços entre todos os estados do país, se encaixar na hipótese de *feedback*, indica que restrições ao consumo de eletricidade no setor de comércio/serviços desse estado podem

afetar de forma negativa não só o nível de produto desse setor no sudeste brasileiro, mas também o de todo o País.

4. CONCLUSÃO

De modo geral, os resultados encontrados indicaram que a dinâmica da relação entre o nível de produto e o consumo de eletricidade varia de forma significativa entre os principais setores da economia brasileira e entre os estados e regiões que compõem seu território. Desse modo, tanto as políticas de incentivo à ampliação da oferta de energia elétrica quanto de incentivo à conservação do seu consumo têm o poder de influenciar a atividade econômica do Brasil a depender do setor e da região em que são empregadas pelos formuladores de políticas econômicas e energéticas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DUMITRESCU, Elena-Ivona; HURLIN, Christophe. Testing for Granger non-causality in heterogeneous panels. Economic modelling. v. 29, n. 4, p. 1450-1460, 2012.

ENGLE, R. F.; GRANGER, C. W. J. Co-integration and error correction: representation, estimation, and testing. Econometrica: Journal of the Econometric Society, p. 251-276, 1987.

GRANGER, C. W. J. Investigating causal relations by econometric models and cross-spectral models. Econometrica, v. 34, p. 541-551, 1969.

KRAFT, J.; KRAFT, A. On the relationship between energy and GNP. Journal of Energy and Development,v. 3, p. 401-403, 1978.

NAIN, M. Z.; SAILAJA, B, S.; KAMAIAH, B. Electricity consumption and NSDP nexus in Indian states: a panel analysis with structural breaks. Economics Bulletin. v. 37 (3), p.1581-1601, 2017.

OZTURK, I. A literature survey on energy-growth nexus. Energy Policy, v. 38, n. 1, p. 340-349, 2010.

PAYNE, J. E. A survey of the electricity consumption-growth literature. Applied Energy, v. 87, p. 723-731, 2010.

PEDRONI, P. Panel cointegration: asymptotic and finite sample properties of pooled time series tests with an application to the PPP hypothesis. Econometric theory, p. 597-625, 2004.

PESARAN, M.H. General diagnostic tests for cross section dependence in panels. Cambridge Working Papers in Economics. n. 0435. Universidade de Cambridge, 2004.

TIWARI, A. K.; EAPEN, L. Mary; NAIR, S. R. Electricity consumption and economic growth at the state and sectoral level in India: Evidence using heterogeneous panel data methods. Energy Economics, v. 94, p. 105-064, 2021.

APÊNDICE

Tabela 1A – Resultado do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) as variáveis LCE e LPIB

H_0: LCE não causa LPIB			H_0: LPIB não causa LCE		
Estatística	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***	**Estatística**	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***
$\bar{Z}$ = 12,2792	0,0000	0,0371	$\bar{Z}$ = 13,5774	0,0000	0,0200
$\tilde{Z}$ = 9,6700	0,0000	0,0371	$\tilde{Z}$ = 11,4095	0,0000	0,0200

Estatística de Wald (W_i) para cada unidade do painel (UF's do Brasil)

Região	UF	H_0: LCE não causa LPIB	H_0: LPIB não causa LCE
Centro-Oeste	DF	36,9705***	1,0628
	GO	0,8602	3,5164*
	MS	0,6696	11,7162***
	MT	21,5398***	0,0028
Nordeste	AL	1,2724	14,1798***
	BA	3,3338	4,0963**
	CE	6,6172*	1,5472
	MA	10,7353***	5,1324**
	PB	2,7253	2,5627
	PE	4,6146	11,2611***
	PI	11,7455***	3,0370*
	RN	21,6498***	3,0116*
	SE	0,2692	14,4934***
Norte	AC	5,2997*	0,7672
	AM	1,1720	12,2042***
	AP	1,5430	10,0398***
	PA	8,8512**	1,8109
	RO	0,7101	11,8976***
	RR	0,7738	7,1607***
	TO	0,4128	0,9929
Sudeste	ES	3,7518	0,1259
	MG	3,8292	0,8243
	RJ	1,5942	2,4939
	SP	10,3038***	1,7709
Sul	PR	14,8632***	0,0116
	RS	2,9020	0,0895
	SC	2,5995	0,9637

Fonte: Elaboração própria tendo como referência resultados da pesquisa.

Nota: p-valores de *bootstrap* calculados usando 700 replicações de *bootstrap*; (*), (**), (***) denotam rejeição da hipótese nula ao nível de significância estatística de 10%, 5% e 1%, respectivamente.

Tabela 2A – Resultado do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) para as variáveis LCEI e LPIBI

H_0: LCEI não causa LPIBI			H_0: LPIBI não causa LCEI		
Estatística	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***	**Estatística**	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***
$\bar{Z}$ = 5,8082	0,0000	0,1600	$\bar{Z}$ = 7,1707	0,0000	0,0171
$\tilde{Z}$ = 4,7235	0,0000	0,1600	$\tilde{Z}$ = 5,4692	0,0000	0,0171

Estatística de Wald (W_i) para cada unidade *cross-section*

Região	UF	H_0: LCEI não causa LPIBI	H_0: LPIBI não causa LCEI
Centro-Oeste	DF	0,7575	9,7267**
	GO	0,0303	21,9859***
	MS	4,9056**	0,0294
	MT	8,6744***	1,8315
Nordeste	AL	0,0240	0,2141
	BA	0,5947	22,5101***
	CE	0,0304	0,0551
	MA	0,6431	0,6241
	PB	1,1840	0,1105
	PE	0,6182	4,4269
	PI	1,3520	0,5129
	RN	6,3854**	2,9940
	SE	1,4466	7,8739**
Norte	AC	1,4540	0,0170
	AM	2,3457	0,9479
	AP	0,9997	1,3973
	PA	12,1282***	3,6620
	RO	5,7306**	2,3117
	RR	6,1815**	4,3123
	TO	2,6822	9,7498**
Sudeste	ES	0,0106	1,0680
	MG	0,8006	9,6444**
	RJ	1,0724	5,0424
	SP	2,1460	8,0424**
Sul	PR	0,1560	5,9373*
	RS	4,2410**	2,2670
	SC	3,0865*	1,2261

Fonte: Elaboração própria tendo como referência resultados da pesquisa.

Nota: p-valores de *bootstrap* calculados usando 700 replicações de *bootstrap*; (*), (**), (***) denotam rejeição da hipótese nula ao nível de significância estatística de 10%, 5% e 1%, respectivamente.

Tabela 3A – Resultado do teste de não causalidade de Granger de Dumitrescu e Hurlin (2012) para as variáveis LCECS e LPIBCS

H_0: LCECS não causa LPIBCS			**H_0: LPIBCS não causa LCECS**		
Estatística	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***	**Estatística**	**p-valor assintótico**	**p-valor de *bootstrap***
$\bar{Z}$ = 18,3490	0,0000	0,0629	$\bar{Z}$ = 11,4785	0,0000	0,1529
$\tilde{Z}$ = 5,1645	0,0000	0,0629	$\tilde{Z}$ = 2,7107	0,0067	0,1529

Estatística de Wald (W_i) para cada unidade *cross-section*

Região	**UF**	**H_0: LCECS não causa LPIBCS**	**H_0: LPIBCS não causa LCECS**
Centro-Oeste	DF	15.4249	11.0679
	GO	7.6102	17.3528
	MS	14.9424	24.2083*
	MT	44.3057***	14.9484
Nordeste	AL	2.8228	20.6929*
	BA	21.7173*	69.8706***
	CE	16.5572	12.9909
	MA	11.0235	3.6285
	PB	14.2256	19.1068*
	PE	2.3495	9.3595
	PI	40.6474**	17.1720
	RN	50.3809***	8.0329
	SE	18.4954	41.1209**
Norte	AC	17.9280	8.0247
	AM	57.5640***	3.9390
	AP	29.8783**	7.4365
	PA	10.1404	7.7386
	RO	10.1136	4.4390
	RR	13.5908	5.2295
	TO	26.8267**	9.0382
Sudeste	ES	13.9374	12.4160
	MG	2.2235	6.4193
	RJ	13.2213	27.3869**
	SP	22.5643*	30.1541**
Sul	PR	16.1286	12.2107
	RS	15.2078	6.3415
	SC	35.9181**	1.8419

Fonte: Elaboração própria tendo como referência resultados da pesquisa.

Nota: p-valores de *bootstrap* calculados usando 700 replicações de *bootstrap*; (*), (**), (***) denotam rejeição da hipótese nula ao nível de significância estatística de 10%, 5% e 1%, respectivamente.

XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Os desafios do Planejamento Energético
24 a 26 de agosto de 2022

RESPOSTA DA DEMANDA: UMA REVISÃO E APLICABILIDADE NO PROJETO OÁSIS-UFMG DE MINIRREDE DE ENERGIA

Wadaed Uturbey[1]; Felipe Coura[1]

[1]*Universidade Federal de Minas Gerais*

RESUMO

As energias renováveis estão em expansão no planeta. No Brasil, não tem sido diferente. Embora ocupe uma posição privilegiada com participação significativa de fontes renováveis em sua matriz energética, baseada em hidrogeração, tem se investido intensamente na geração fotovoltaica e eólica nestes últimos anos. Este aumento da penetração de fontes intermitentes de geração leva a desafios crescentes na operação das redes elétricas. Dentre as estratégias para superação destes desafios, a Resposta da Demanda - RD se destaca. A implantação da RD contribui para a melhora na confiabilidade do sistema, além de permitir a gestão dos impactos da intermitência na geração de energia a partir de fontes renováveis. Com o desenvolvimento das microrredes, a RD assume ainda mais relevância. Neste artigo, realiza-se uma revisão sobre as diversas estratégias de RD, notadamente aquelas baseadas em mecanismos de controle, em vantagens oferecidas e em variáveis de decisão. Faz-se também uma breve apresentação de alguns programas de RD implementados nos sistemas de energia do planeta, incluindo o programa de Resposta da Demanda brasileiro, instituído em 2017. O Projeto Oásis-UFMG de Minirrede de Energia, em implantação no Campus Pampulha da Universidade Federal de Minas Gerais, é apresentado. Ao fim, com base nas informações levantadas, são emitidas propostas de pesquisas na área visando o aprimoramento da RD.

Palavras-chave: Resposta da Demanda, Gestão pelo Lado da Demanda, Microrredes, Geração Distribuída.

ABSTRACT

The world is struggling to decarbonize energy generation. In Brazil, although it is in a privileged position with a significant share of renewable sources in its energy matrix, based on hydrogeneration, there has been important investments in photovoltaic and wind generation in recent years. This increased penetration of intermittent sources of generation, often in distributed generators, leads to increasing challenges in the operation of electrical transmission and distribution systems. Among the strategies to overcome those challenges, the Demand Response - DR stands out. At the level of distribution systems, DR assumes even more importance when considering the development of microgrids. In this context, DR implementation contributes to improving system operation reliability and allows managing the impacts of the stochastic renewable sources. In this article, a review is carried out on the various DR strategies, notably those based on control mechanisms (centralized or distributed), on advantages offered (varied tariffs in time x payments to consumers) and on a decision variable (scheduling of loads x power limitation). Furthermore, some DR programs implemented around the world are briefly presented, including the Brazilian Demand Response Program, started in 2017. DR strategies to manage the Minirrede de Energia Oásis-UFMG, under implementation on the Campus Pampulha of Universidade Federal de Minas Gerais is presented. Finally, research proposals are issued aiming to improve DR.

Keywords: Demand Response, Demand Side Management, Microgrids, Distributed Generation.

1. INTRODUÇÃO

A geração de eletricidade no mundo tem passado por intensa transformação. A participação de fontes renováveis, principalmente eólica e fotovoltaica tem se intensificado, notadamente a partir de meados da década de 2000 (RITCHIE, 2022). Observa-se uma mudança gradual de paradigma no sistema elétrico, com o incremento da participação de geração distribuída – GD

de médio e pequeno porte. Ainda, o aumento da participação das fontes solar e eólica, sujeitas a variações significativas em curtos espaços de tempo, impõe desafios em relação ao controle do equilíbrio geração-demanda no sistema de energia elétrica. Há, portanto, a necessidade de maior flexibilidade operacional. Dentre os instrumentos de gestão nesse contexto, destaca-se o Gerenciamento pelo Lado da Demanda – GLD, que inclui todas as atividades que visam a alteração do perfil de demanda do consumidor, seja ela no tempo ou em intensidade, para que ele se ajuste à geração, enquanto se busca a operação eficiente do sistema (VARDAKAS, 2015).

Dentro da GLD, destaca-se a Resposta da Demanda – RD, que pode ser definida como uma atividade que visa fomentar mudanças no uso da energia elétrica pelo consumidor final, em resposta a sinais de preço ou tarifários ou a incentivos financeiros formulados para induzir a redução no uso da eletricidade em períodos de alta nos preços de mercado ou quando a confiabilidade do sistema está prejudicada (U.S. DEPT. ENERGY, 2006). A RD tem especial importância na gestão das modernas microrredes de energia, onde geralmente a geração é renovável e, portanto, estocástica. A RD fornece flexibilidade e auxilia na gestão do equilíbrio carga-geração. Adicionalmente pode contribuir com redução dos custos operacionais e, do ponto de vista do sistema, com redução de perdas e postergação da expansão.

2. GESTÃO PELO LADO DA DEMANDA - GLD

A GLD agrega todas as atividades que visam à alteração do perfil de demanda do consumidor, seja ela no tempo ou na forma, para que se ajuste à geração, enquanto mira na inserção eficiente das fontes de energia renováveis (VARDAKAS, 2015). A GLD, segundo sua estratégia, pode ser dividida em dois grandes grupos: Eficiência Energética e Resposta da Demanda. Enquanto a primeira foca em ações duradouras de alteração da carga, a segunda trabalha a sua flexibilidade (MEYABADI, 2017).

2.1 Resposta da Demanda - RD

A RD proporciona uma oportunidade para os consumidores desempenharem um papel significativo no funcionamento do sistema elétrico, reduzindo ou deslocando o seu consumo em resposta a sinais econômicos. Os consumidores, para adesão, devem perceber valor nos Programas de Resposta da Demanda - PRD. De maneira geral, a RD envolve quatro atores principais (MEDINA, 2010): o consumidor de energia, que pode ser residencial, comercial ou industrial; o agregador de consumidores que executa o PRD; o operador do sistema de distribuição; e o operador do sistema de transmissão. Informações de preço de energia, *status* dos equipamentos de geração e de rede, topologia da rede, consumo, dentre outros, são necessários para a implementação de RD, de forma que infraestrutura adequada se faz necessária.

2.1.1 Classificação da RD

As ações de RD podem ser agrupadas em três categorias básicas (Figura 1). Na primeira delas, as ações de RD podem ser classificadas, de acordo com o mecanismo de controle, em centralizada ou distribuída. Ainda, as ações de RD podem ser classificadas, de acordo com a motivação oferecida aos consumidores para a redução de demanda, em preço ou incentivo. Por fim, as ações de DR podem ser classificadas, segundo sua variável de decisão, em agendamento de tarefas ou em gestão de carga (VARDAKAS, 2015).

Considerando o mecanismo de controle centralizado, o controle das cargas é executado pelos operadores do sistema, sem que os consumidores precisem saber das decisões dos demais envolvidos. Neste caso, a dificuldade de operação e controle centralizados serão proporcionais ao tamanho do sistema. Como alternativa, nos PRD distribuídos, a ação principal do operador do sistema é a comunicação do preço da energia aos consumidores, os quais então respondem, de forma coordenada ou não entre si (VARDAKAS, 2015).

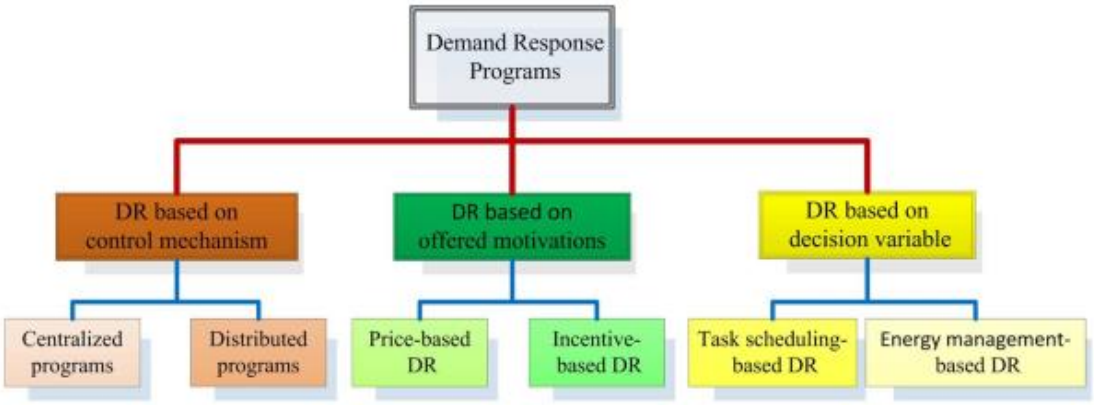


Figura 1 – Classificação dos Programas de Resposta da Demanda
(Adaptado de Vardakas, 2015)

Em outro eixo, considerando a motivação oferecida aos consumidores pelo PRD, dois grandes grupos emergem: RD baseada em preço e RD baseada em incentivos (EPE, 2019). Na primeira os PRD oferecem preços e tarifas variáveis ao tempo aos consumidores, os quais tendem a reduzir seu consumo em períodos em que a energia é mais cara. No caso brasileiro, as tarifas Branca, de baixa tensão, e Azul e Verde, de média tensão, são exemplos de PRD baseada em sinal de preço. Já os PRD baseados em incentivos oferecem pagamentos fixos ou variáveis no tempo aos consumidores que reduzem seu consumo ou modificam sua curva de carga em períodos especificados pelo operador. Neste caso, a adesão e resposta do consumidor é voluntária, embora possa haver penalização em caso de descumprimento dos contratos de adesão.

Por fim, os PRD podem ser classificados de acordo com a variável de decisão em dois grupos: no primeiro, de agendamento de atividades, se define quando as cargas serão ativadas, enquanto no segundo, de gestão de carga, se define o quantitativo de energia que será disponibilizado a cada consumidor.

2.1.2 PRD pelo Mundo

Uma forma comum de PRD baseada em preços é a tarifa TOU (*Time of Use*), na qual há dependência do valor da tarifa com o momento do consumo.

Por exemplo, em Ontário, no Canadá, tem-se tarifas de ponta, ponta intermediária e fora de ponta, diferenciadas entre o inverno e o verão, buscando reproduzir a variação da curva de demanda entre as estações. Embora mais de 90% dos consumidores elegíveis permaneçam na TOU, com a baixa relação de 1,5 entre o valor da tarifa entre ponta e fora de ponta, não houve impacto significativo no perfil de consumo. Buscando aprimorar o impacto do PRD, em 2022 um novo sistema tarifário foi proposto, chamado de Optional Enhanced TOU Electricity Price (ONTARIO ENERGY BOARD, 2022).

Na Califórnia, utiliza-se outra modalidade de PRD baseado em preço, a tarifa *Critical Peak Pricing* – CPP, aplicada nas três principais distribuidoras locais. Neste tipo de tarifa, os consumidores que aderem ao programa pagam mais pela energia nos dias em que os preços do mercado de energia de atacado estão mais altos ou quando a rede elétrica opera próxima de seu limite. Em compensação, os participantes recebem desconto sobre a tarifa padrão durante o restante do período, mantendo constante a receita anual da concessionária. Observou-se uma redução na demanda máxima, com aumento da flexibilidade operacional e redução de custos em função da redução do despacho de usinas termelétricas no horário de ponta, entre 14 horas e 18 horas (EPE, 2019).

2.1.3 PRD no Brasil

Entre os consumidores de média e alta tensão, desde 1988 aplicam-se as tarifas Verde e Azul, numa estrutura tarifária horo-sazonal caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo e de demanda de acordo com o período do dia e do ano. Trata-se de PRD baseada em preço que promove o deslocamento da demanda, em alguns meses do ano, do início da noite para o meio da tarde (EPE, 2019). Já entre os consumidores de baixa tensão, em 2018 foi disponibilizada a modalidade tarifária branca, a qual prevê três postos tarifários de consumo ao longo do dia - ponta, intermediário e fora de ponta, cujos períodos se diferenciam entre as diversas distribuidoras de energia (ANEEL, 2022). Todavia, a adesão tem sido baixa, com somente 0,1% de adesão após

três anos de implantação, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (VALOR ECONÔMICO, 2021). No entanto, por se tratar de tarifas fixas, estas modalidades tarifárias não fornecem flexibilidade.

Por fim, a ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 792/2017 os critérios para a implantação e funcionamento, a partir de 2018, do Programa Piloto de Resposta da Demanda, um PRD baseado em incentivos. Inicialmente restrito aos subsistemas Norte e Nordeste, em 2020 ele foi ampliado aos demais subsistemas do Sistema Interligado Nacional - SIN e teve sua vigência prorrogada para junho de 2021. Com a crise hídrica instalada naquele ano, o programa foi prorrogado por 12 meses. O programa prevê a redução de carga de consumidores previamente habilitados para substituir o despacho térmico fora da ordem de mérito, com foco na melhoria da confiabilidade do SIN e na modicidade tarifária. Todavia, segundo os relatórios da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE, a adesão ao programa tem sido baixa, com necessidade de aprimoramento do processo (ONS, 2022).

3. MINIRREDES DE ENERGIA

Uma das formas de se incorporar o aumento das energias renováveis como geração distribuída ao sistema, é integrá-la dentro das minirredes (MR). As MR permitem melhor controle dos recursos locais, facilitando a alocação efetiva destes à rede de energia. As MRs, na prática, se comportam como pequenos sistemas de energia, incluindo geração, armazenamento de energia e cargas flexíveis. Para a integração destes à rede de distribuição e sua operação ilhada, um sistema de supervisão e controle é fundamental (IMANI, 2018).

No Brasil não há regulamentação específica para minirredes; embora, se observem alguns conceitos. O PRODIST (ANEEL, 2022) associa as microrredes a uma “rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída”. A lei 14.300/2022 de 6 de janeiro de 2022, que define o marco

regulatório da micro e mini GD, define microrrede como “integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento”. Observa-se que, nesta definição, a microrrede está limitada a instalações na rede secundária de baixa tensão, o qual, na prática, limita fortemente o porte das microrredes. No entanto, não se tratam de definições irrevogáveis. O tema dos recursos de energia distribuídos (RED), que inclui as microrredes, foi assunto de uma tomada de subsídio da ANEEL em 2021 (TS 01/2021) e está atualmente na agenda regulatória do setor.

3.1 A Resposta da Demanda em Minirredes de Energia

O estudo da operação de minirredes de energia tem estreita relação com o desenvolvimento da resposta da demanda. A introdução de PRDs nas MRs traz maior confiabilidade e permite gerenciar a estocasticidade das fontes renováveis normalmente presentes. Assim, é possível a redução da carga percebida pela rede de distribuição em períodos de maior custo da energia e de sobrecarga nos sistemas de transmissão e distribuição. Por outro lado, a redução de custo da energia externa à MR pode ser aproveitada como oportunidade para o carregamento de baterias e recarga de veículos elétricos.

3.2 O Projeto Oásis de Minirrede de Energia na UFMG

O Campus Pampulha da UFMG é constituído por várias edificações que constituem unidades consumidoras (UC) independentes, de baixa tensão (BT) ou média tensão (MT), sendo algumas maiores atendidas por mais de uma subestação. A demanda contratada total do Campus em dezembro de 2020 era de aproximadamente 13 MW, distribuída em 54 subestações. O consumo mensal de energia apresenta sazonalidade, com redução nos meses de férias: dezembro, janeiro, fevereiro e julho (Figura 2).

Buscando alternativas para aumento da eficiência energética em seus campi, em especial o Campus Pampulha, o Projeto Oásis de Minirrede de Energia surgiu ao final de 2019 como mobilizador de esforços para captar recursos e concretizar ações de sustentabilidade energética na Universidade. Através do Projeto, pretende-se instalar GD baseadas em tecnologia FV (inicialmente 500 kWp) e em microturbinas a gás natural (aproximadamente 400 kW) operando em cogeração qualificada, tanto para aproveitamento de calor quanto para geração de frio através de chillers de absorção, além de utilização de bancos de baterias para armazenagem de energia elétrica. As características do Campus quanto à distribuição das edificações e sua conexão à rede da concessionária, configuram naturalmente uma MR, de forma que será implantado um centro de controle.

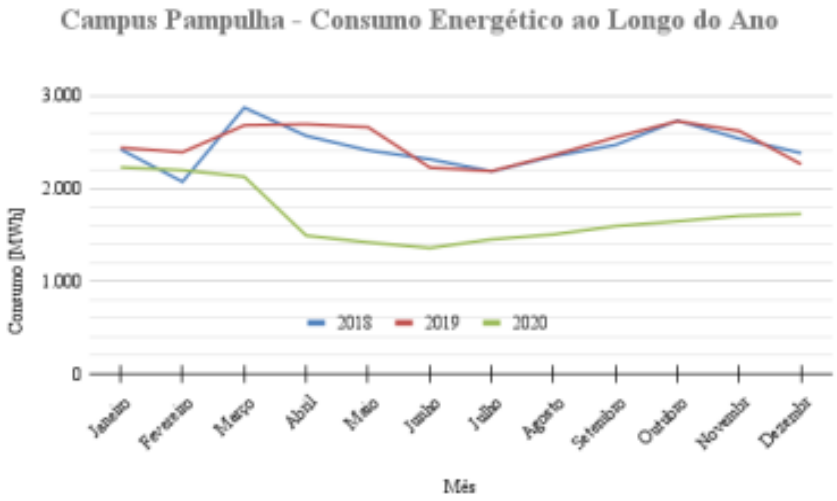


Figura 2 – Curvas de consumo de energia do Campus Pampulha da UFMG

No entanto, há desafios regulatórios a serem analisados e resolvidos. As UC do Campus são alimentadas em MT e possuem subestações de transformação para BT. A rede de MT é de propriedade da distribuidora local e os três alimentadores que atendem o Campus não são exclusivos. Observa-se que se trata de uma estrutura de rede de minirredes com uma grande interface

com a distribuidora. Por exemplo, a geração excedente de uma unidade consumidora ou de um prédio constitui uma injeção na rede de MT da distribuidora, de forma que, a princípio, se aplica a regulamentação vigente: apenas energia incentivada pode ser exportada à rede e a energia armazenada não pode ser exportada à rede. Esta última condição é extremamente restritiva.

4. ANÁLISE DE CENÁRIO DE RD - O PROJETO OÁSIS

A aplicação de RD no caso do Projeto Oásis, que é implementado em uma instituição pública, apresenta um primeiro desafio: a desvinculação entre o consumidor e quem financia os custos da energia. Neste caso, faz-se necessária uma estratégia que motive ao consumidor, mesmo com aspectos não financeiros, em seu esforço para alteração de seu padrão de consumo. Este talvez seja o principal desafio da implantação da RD em todos os serviços públicos, independentemente da esfera à qual eles pertençam.

A escolha do tipo de GD também é um fator importante na MR. Embora mais baratas, as usinas FV apresentam baixa densidade de energia e alta variabilidade de geração. No nível de consumo atual, para se atingir a autossuficiência de energia do Campus Pampulha, seriam necessários cerca de 17 kWp em painéis numa área de aproximadamente 11 hectares. Nessa condição, para operação ilhada, mesmo com um PRD bem estruturado, muitas cargas importantes precisariam ser desligadas caso o problema ocorra em um dia nublado ou à noite. A alternativa encontrada foi a incorporação à MR também de geração elétrica via microturbinas CHP a gás natural, que possuem alta densidade energética e geração 24/7, com um rendimento que supera os 80% com o aproveitamento do calor gerado. Embora possuam custo operacional mais alto, permitem uma gestão mais adequada da RD e da MR.

Um Programa de Eficiência Energética, a outra vertente da GLD, também se encontra em curso dentro da UFMG.

5. CONCLUSÃO

A RD constitui um recurso importante na inclusão de fontes renováveis intermitentes nos sistemas de energia, pois fornece flexibilidade operacional. A RD necessita de uma estrutura de comunicação e controle e precisa ser organizada de forma adequada, em um PRD, para atingir seus objetivos.

No caso de instituições públicas, onde os ganhos financeiros de um PRD não são diretamente direcionados ao consumidor final, os desafios da gestão da demanda são ainda maiores, sendo necessárias novas estratégias.

Entendemos que, no caso das questões regulatórias envolvendo as MR, faz-se necessário estreitar os laços entre as universidades e os órgãos regulatórios, de modo que o Brasil possa avançar no desenvolvimento tecnológico de novas soluções como as MR e a RD.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ONTARIO ENERGY BOARD. “Report to the Minister of Energy: Design of an Optimal Enhanced Time-Of-Use Price”. Disponível em <https://www.oeb.ca/sites/default/files/Report-Design-of-an-Optional-Enhanced-Time-of-Use-Price-20220331.pdf>. Acesso em: 03 abr. 2022.

RITCHIE, H.; ROSER, M.; ROSADO, P. “Energy”. Disponível em <https://ourworldindata.org/energy>. Acesso em: 04 abr. 2022.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 03 abr. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. Resposta da Demanda. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/ resposta-da-demanda>. Acesso em: 02 abr. 2022.

VALOR ECONÔMICO. “Tarifa branca fracassa e só alcança 0,1% dos clientes”. Disponível em <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2021/07/05/tarifa-branca-fracassa-e-so-alcanca-01-dos-clientes.ghtml#>. Acesso em: 03 abr. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. “Tarifa Branca”, Disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>. Acesso em: 01 mar. 2022.

BANERJEE, K.; SEN, S.; CHANDA, S.; SENGUPTA, S. “A Review on Demand Response Techniques of Load Management in Smart Grid”, 2021.

PÉREZ, D. R.; LÓPEZ, L. L.; TRICAS, D. P.; ORTEGA, M. A. “A Critical Review of Demand Response Products as Resource for Ancillary Services: International Experience and Policy Recommendations”, 2021.

BAKHTIARI, H.; ZHONG, J.; ALVAREZ, M. “The Utilization of Demand Response Programs in Renewable-Based Microgrids: Benefits and Challenges”, 2021.

RAMOS, D. S.; HUAYLLAS, T. E. D. C.; MOROWSKY Fº, M. TOLMASQUIM, M. T. “New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil”, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. “Nota Técnica Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético” Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf>. Acesso em: 02 abr. 2022.

HUANG, W.; ZHANG, N.; KANG, C.; LI, M.; HUO, M. “From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application”, 2019.

IMANI, M. H.; GHADI, M. J.; GHAVIDEL, S.; LI, L. “Demand Response Modeling in Microgrid Operation: a Review and Application for Incentive-Based and Time-Based Programs”, 2018.

JIN, M.; FENG, W.; MARNAY, C.; SPANOS, C. “Microgrid to enable optimal distributed energy retail and end-user demand response”, 2018.

IMANI, M. H.; NIKNEJAD, P.; BARZEGARAN, M. R. “The impact of customers’ participation level and various incentive values on implementing emergency demand response program in microgrid operation”, 2018.

MEYABADI, A. F.; DEIHIMI, M. H. “A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework. 2017.

VARDAKAS, J. S.; ZORBA, N.; VERIKOUKIS, C. V. “A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms”, 2015.

MEDINA, J.; MULLER, N.; ROYTELMAN, I. “Demand response and distribution grid operators: Opportunities and challenges”, 2010.

U.S. DEPT. ENERGY, “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them”, 2006.

REVIEW ON ENERGY STORAGE THROUGH PUMPED HYDRO SYSTEMS USING UNDERGROUND LOWER RESERVOIR

Gabriel Nasser Doyle de Doile[1]; Benedito Donizeti Bonatto[1];
Antonio Carlos Zambroni de Souza[1]; Vinicius Braga Ferreira da Costa[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

ABSTRACT

Storing electricity has been a mankind's dream since this form of energy was discovered, about two centuries ago. However, it is not possible to store electricity on a large scale yet. Meanwhile, several types of primary energy storage systems have been developed. Hydraulic potential energy storage, through reservoirs together with hydroelectric power plants, was one of the firsts. This storage technology evolved into the so-called pumped hydroelectric system – PHS. Nevertheless, in many cases, the natural relief is not suitable for the construction of an upper reservoir, which results in a question: what are the impediments to the construction of lower underground reservoirs? Going further: what prevents the use of natural caves or deactivated deep mines as lower reservoirs? Although underground pumped hydro systems – UPHS have great potential, they are a recent research field, with few studies worldwide. Therefore, this study aims to present the state-of-the-art of UPHS around the world, with a focus on Brazil, where more than 20 thousand caves and thousands of deactivated mines have already been mapped. The systematic literature review is the main methodology used in this study. Unlike traditional literature reviews, this type of review allows for transparency, replicability, and reduction of authors' bias. Results show the existence of research about PHS and UPHS around the world, however, none focused on Brazil and its potential. Studies for the use of abandoned gold and diamond mines as a lower reservoir were found in countries such as Australia and South Africa Republic. The topic appears as an opportunity for studies in Brazil where, based on data of caves and deactivated mines, it is possible to estimate the potential for UPHS. Given the immense number of rivers, lakes and

dams in the country, the construction of excavated underground reservoirs viability should also be studied.

Keywords: SLR; mines, caves, dams, lakes, natural relief, excavated reservoir.

1. INTRODUCTION

Storing water is perhaps the oldest method of energy storage, after fuel storage. With the advent of electricity, hydroelectric power became a producing means of this form of energy and, the dams storing potential energy for later conversion into electrical energy became vital. The first pumped hydroelectric system – PHS was Engeweiher power plant, in Switzerland, commissioned in 1909 (GETH *et al.*, 2015; SUISSE ADM, 2022). Several PHS were put in operation in the USA and in Europe before the 60's, with the vast majority located in mountainous regions and, they had an accelerated growth between 1960 and 1990 (BARBOUR *et al.*, 2016; PICKARD, 2012).

With the strong growth of intermittent energies, mainly wind and solar photovoltaic – solar PV, the subject of energy storage returned to the study benches. Although it is an old technology, the PHS encounters both environmental and technical problems. Pickard (2012) stated an obvious solution is underground pumped hydropower systems – UPHS excavating underground reservoirs or using abandoned mines or, even, using natural caves. Africa is a well-known continent by extraction of gold, diamond, and several minerals from deep mines. In a smaller scale it happens also in Brazil, where there are numerous natural caves. The Chico Mendes institute for biodiversity conservation – ICMBio, a national body for environment protection, points that Brazil has crossed the mark of 20 thousand mapped caves (ICMBIO, 2022). Both regions have vast flat areas with lakes and big rivers, as Nile and Amazon. Based on previous statements, Brazil and Africa are strong candidates to use UPHS. For instance, studies were conducted in (SHIRINDA; KUSAKANA; KOKO, 2018; WINDE; KAISER; ERASMUS, 2017) to examines the feasibility of UPHS at the deep gold mines in the Far West Rand gold mine – FWR in South Africa. The ultra-deep, unflooded shaft, large underground reservoir, and large amounts of

water from the upper karst aquifer make the FWR gold mine ideal for UPHS. With a generation capacity of over 1.4 GW per system, UPHS is not only potentially important for local gold mines affected by frequent power outages, but also fills the peak load gap in the country's grid (SHIRINDA; KUSAKANA; KOKO, 2019; WINDE; KAISER; ERASMUS, 2017).

The growth of the renewable energy sector, in addition to UPHS systems, can avoid the high costs of managing water for mines after closure, preventing flooding of mining spaces in an ecologically and economically sustainable way (MENÉNDEZ *et al.*, 2019). In addition, UPHS provides two of the most important factors for successful development after mining towns, even after mines close: energy and water. It protects rare water resources in semi-arid areas and generates electricity at peak loads. Based on this example, it can be stated that abandoned mines have a great potential for technical and economic feasibility for the installation of UPHS. More detailed studies are highly recommended as a basis for the implementation of the first world reference system in countries such as South Africa and Brazil (WINDE; KAISER; ERASMUS, 2017).

In general, UPHS can benefit the electrical system in several aspects such as providing energy balance, energy security, storage capacity, and ancillary grid services like network frequency control and reserves. Therefore, in today's world the main objective is to provide clean energy access with clean technologies. Unlike conventional PSH systems, UPSH plants are not limited by topography and produce low environmental impacts (MENÉNDEZ; FERNÁNDEZ-ORO; LOREDO, 2020). It is difficult forecasting the electricity generated from renewable energy plants, then large-scale energy storage systems are required for balancing supply and demand. Therefore, UPHS system is a suitable technology for large-scale applications to cope with intermittency of renewable energy systems (KITSIKOUDIS *et al.*, 2020); it is a very mature technology with large volume, long storage period, high efficiency, and low capital cost per unit of energy (VAHIDINASAB; HABIBI, 2021). This is due to its plants capability of responding to huge electrical potential load changes in a very short period.

Thus, the aim of this study is to provide a literature review regarding the recent interest in pumped hydro, focused on a special kind of pumped hydro with underground low reservoir, the UPHS.

The rest of the paper is organized as follow: section 2 is dedicated to the methodology of the study, section 3 covers the result and discussion, and the last section 4 deals with the respective key findings and conclusion of the study.

2. METHODOLOGY

The first step in conducting a literature review is to define the research questions – RQ to be answered. The RQ should specify the problem or population, the intervention that will be analyzed, comparisons, if any, and the intended outcome (GALVÃO; RICARTE, 2019). In this study, firstly it was defined a RQ1 with a large population to discover the overall size of the intervention. From then onwards, in RQ2 up to RQ5, the population and the problem were reduced to the main problem to be evaluated: the UPHS in Brazil.

RQ1) What are the main characteristics of the literature regarding pumped hydro worldwide?

RQ2) What are the main technical and economic aspects studied around the world regarding underground pumped hydro?

RQ3) What are the main characteristics of the literature regarding pumped hydro addressed to Brazil?

RQ4) What are the studies' remarks and the research frameworks used to explore pumped hydro in Brazil?

RQ5) Are Brazilian researchers addressing underground pumped hydro systems?

According to de Doile et al (2021) it is crucial to choose adequate descriptors to make a systematic literature review – SLR, addressing the answers for research questions. Articles were searched on the Scopus – SC, Web of Science – WoS and IEEE Xplore – IEEE platforms, three of the most complete research databases in the engineering field (VISSER; VAN ECK; WALTMAN, 2021). Research were made for articles published in journals or conferences,

searching for each descriptor in titles, keywords, and abstracts. Descriptors are as follow:

D1 (“pumped hydro*” OR pumped-hydro*);

D2 (“underground pumped hydro*” OR “underground pumped-hydro*” OR UPHS);

D3 [(“pumped hydro*” OR pumped-hydro*) AND Brazil]; and

D4 [(“underground pumped hydro*” OR “underground pumped-hydro*” OR UPHS) AND Brazil].

The acronym PHS was not used in descriptors D1 nether in D3 because it has many meanings, as public health service among others, bringing to many papers out of this research theme.

The first descriptor, D1, was used to find all articles addressed to the pumped hydro theme, including those that use the compound word pumped-hydro and words using the prefix hydro, as hydroelectric, hydropower, etc. Descriptor D2 limits the search to underground pumped hydro – UPHS and the Descriptor D3 focus the large research on Brazil. Finally, the Descriptor D4 is a composition of the three previous descriptors, reducing the research focus on UPHS in Brazil through the key word pumped hydro and underground reservoir or even pumped hydro* OR pumped-hydro* and Brazil, to look for articles related to each of the keywords in a specified zone. On Figure 1 is shown the research flowchart allowing to cover all objectives of this study.

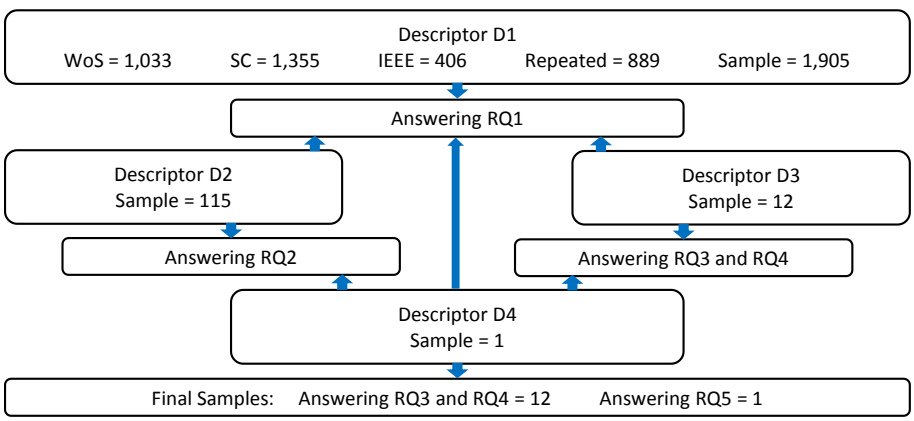


Figure 1 – Research flowchart

3. RESULTS AND DISCUSSION

A Systematic Literature Review – SLR, based on previous defined descriptors, was performed to find all articles, reviews or conference papers dedicated to the topic. To answer the RQ1, 1,355 documents on Scopus data base – SC, 1,033 on Web of Science and 406 on IEEE=Xplore were found, using descriptor D1, totaling 2,794 documents, among them 889 was in two or three databases, making the first sample equal to 1,905 documents. These results show to us there is a great academic interest in the theme with several studies worldwide since the 60's, when Bernard, Dopazo, and Stagg (1964) studied a method for economic scheduling of a combined pumped hydro and steam generating system in 1964, whereas Kennedy and Mabuce (1965) published they paper discussing about the optimal dispatch of a hybrid system composed by conventional and pumped hydro storage in 1965. On Figure 2 is presented the evolution of publications where one can see the great interest in the end of 70's and beginning of 80's and, then a stagnation during the 90's and an exponential evolution from 2010. This paper is focused on Brazil and on a specific technology, UPHS. Therefore, two additional key words set was included at the first descriptor. The word underground and the acronym UPHS were included in the descriptor D2, answering RQ2. The word Brazil was added to compose descriptors D3 and D4 to answer research questions RQ3 and RQ4. Finally, descriptor D4 considers all previous descriptors together, and answer the RQ5. As the descriptor D1 are present in all other descriptors, articles in the final sample are also in previous samples. Documents found by all descriptors are shown on Table 1.

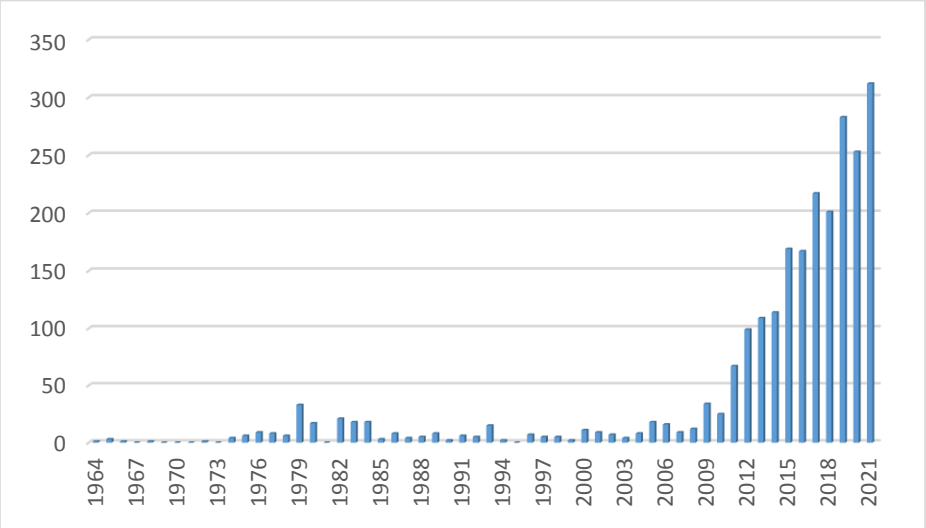


Figure 2 – Publication evolution along the years

Normally, scientific interest follows the technical needs, and this is the reason for the 70's and the beginning of 80's to be called the PHS' golden era. With the fast growth of nuclear power plants, a complementary source was needed to attend the peak demand, making the PHS more popular worldwide that time (REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015). Once again, with the growth of intermittent sources, as wind and solar PV from 2010, the scientific interest in PHS grows following the same pattern. Now, the scientific interest growth includes UPHS.

Table 1 – Documents found on three databases

Database	Descriptor D1	Descriptor D2	Descriptor D3	Descriptor D4
Scopus	1,355	130	10	0
WoS	1,033	59	7	1
IEEE	406	78	24	0
Repeated	889	80	9	0
Total	1,905	187	15	1
Out of Topic	Not assessed	72	3	0
Final Sample	1,905	115	12	1

The first article matching the descriptor D3, to answer RQ3 and RQ4, was published in 2009 in a Brazilian conference, dedicated to selection of storage energy technologies including pumped hydro systems – PHS (BARIN *et al.*, 2009). In South Africa, Kusakana (2015) published his work related to feasibility of PHS in 2015. Papers not addressing PHS in Brazil or general aspects of PHS wrote by Brazilian researchers were eliminated, after reading the abstracts. The final sample was divided into two parts: the first dedicated to answering RQ3 and RQ4 totaling 12 papers, and the second, with only one document, responding to research question RQ5.

The descriptor D2 was used to separate papers related to underground pumped hydro systems – UPHS from main sample. It was found 115 papers matching those conditions, from several countries. The main academic producer in this field is the USA, followed by Germany, China, Portugal, Belgium, South Africa, Spain, and Turkey. The academic interest in this theme started in 2012 with Uddin (2012) analyzing geotechnical issues for underground reservoirs for UPHS. In the same year Pickard (2012) published a review of history, present, and future of underground reservoir for bulky energy storage. Both of two firsts paper in this scientific field are from the USA.

Finally, to answer the RQ5, descriptor D4 was used. The unique Brazilian study in this theme is a literature review conducted by Vilanova, Flores, and Balestieri (2020). They stated UPHS should be well studied, since this technology can solve some issues related to conventional pumped hydro power plants, especially that one's related to social and environment. Additionally, this technology can appropriate of abandoned mines avoiding possible environmental issues as happen in the Brazilian Northeast region, where the ground is sinking due to abandoned rock salt mines (ESTADO DE MINAS, 2021; VASSILEVA *et al.*, 2021).

4. CONCLUSIONS

A literature review allows to assess and understand the state-of-the-art of a desired scientific theme. A worldwide search about pumped hydro was

carried out. After that, papers addressed to Brazil were separated, as well as articles focused on underground pumped hydro systems – UPHS. Finally, the 12 documents discussing PHS in Brazil were comprehensively assessed.

Pumped hydro storage is the oldest energy storage system for electricity production purposes. Whereas academic studies date back to the 60's, the firsts projects were commissioned at the beginning of the last century. Brazilian researchers have started later. The firsts studies date back to 2009 in Brazil. The literature review demonstrated a lack of studies conducted by Brazilian researchers on the topic studied, especially on studies addressing UPHS.

Underground pumped hydro storage has been studied since the beginning of 2010's. However, there was no one power plant in operation until the finish of this study, in 2022. A few were under project phase. Brazilian researchers should address this issue in future studies, especially focused on technical and economic feasibility. This is particularly true since the Brazilian territory presents a substantial potential for deploying UPHS based on its natural water availability, natural caves and several mining activities.

REFERENCES

BARBOUR, E. *et al.* A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 61, p. 421–432, 2016. Disponível em:

http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019.

BARIN, A. *et al.* Selection of storage energy technologies in a power quality scenario—the AHP and the fuzzy logic. *In*: , 2009. 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics. IEEE, 2009. p. 3615–3620.

BERNARD, P. J.; DOPAZO, J. F.; STAGG, G. W. A Method for Economic Scheduling of a Combined Pumped Hydro and Steam Generating System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 83, n. 1, p. 23–30, 1964.

DE DOILE, G. N. D. *et al.* Hybrid Wind and Solar Photovoltaic Generation with

Energy Storage Systems: A Systematic Literature Review and Contributions to Technical and Economic Regulations. Energies, v. 14, n. 20, p. 6521, 2021. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/14/20/6521.

ESTADO DE MINAS. Bairros fantasmas surgem em Maceió após afundamento de terra; entenda. 2021. Disponível em: https://www.em.com.br/app/noticia/nacional/2021/04/29/interna_nacional,1261858/. Acesso em: 17 maio 2022.

GALVÃO, M. C. B.; RICARTE, I. L. M. Revisão Sistemática Da Literatura: Conceituação, Produção E Publicação. Logeion: Filosofia da Informação, v. 6, n. 1, p. 57–73, 2019.

GETH, F. *et al.* An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 52, p. 1212–1227, 2015.

ICMBIO. ICMBio, “Brasil ultrapassa a marca de 20 mil cavernas conhecidas,”. 2022. Disponível em: https://www.icmbio.gov.br/portal/ultimas-noticias/20-geral/10952-brasil-ultrapassa-a-marca-de-20-mil-cavernas-conhecidas . Acesso em: 16 maio 2022.

KENNEDY, T.; MABUCE, E. M. Dispatch of Pumped Hydro Storage on an Interconnected Hydrothermal System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 84, n. 6, p. 446–457, 1965.

KITSIKOUDIS, V. *et al.* Underground pumped-storage hydropower (UPSH) at the martelange mine (belgium): Underground reservoir hydraulics. Energies, v. 13, n. 14, 2020.

KUSAKANA, K. Feasibility analysis of river off-grid hydrokinetic systems with pumped hydro storage in rural applications. Energy Conversion and Management, v. 96, p. 352–362, 2015. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.02.089.

KUSAKANA, K. Hydro aeropower for sustainable electricity cost reduction in South African farming applications. Energy Reports, v. 5, p. 1645–1650, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.11.023.

KUSAKANA, K. Optimal electricity cost minimization of a grid-interactive Pumped Hydro Storage using ground water in a dynamic electricity pricing environment. Energy Reports, v. 5, p. 159–169, 2019. Disponível em:

https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.01.004.

KUSAKANA, K. Using PV with borehole pumped hydro storage systems for small farming activities in South Africa. 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia: Smart Grid for Smart Community, ISGT-Asia 2017, p. 1–6, 2018.

MENÉNDEZ, J. *et al.* Energy from closed mines: Underground energy storage and geothermal applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 108, n. March, p. 498–512, 2019. Disponível em:

https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.007.

MENÉNDEZ, J.; FERNÁNDEZ-ORO, J. M.; LOREDO, J. Economic feasibility of underground pumped storage hydropower plants providing ancillary services. Applied Sciences (Switzerland), v. 10, n. 11, 2020.

PICKARD, W. F. The history, present state, and future prospects of underground pumped hydro for massive energy storage. Proceedings of the IEEE, v. 100, n. 2, p. 473–483, 2012.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 44, p. 586–598, 2015.

SHIRINDA, K.; KUSAKANA, K.; KOKO, S. P. A Survey of Groundwater Pumping Technologies for Electricity Generation Through Hydropower. *In*: , 2018a. 2018 Open Innovations Conference (OI). [*S. l.: s. n.*], 2018. p. 96–101.

SHIRINDA, K.; KUSAKANA, K.; KOKO, S. P. A Survey of Groundwater Pumping Technologies for Electricity Generation Through Hydropower. 2018 Open

Innovations Conference, OI 2018, p. 96–101, 2018b.

SHIRINDA, K.; KUSAKANA, K.; KOKO, S. P. Optimal Power Dispatch of a Grid-Connected Photovoltaic with Groundwater Pumped-Hydro Storage System Supplying a Farmhouse. 2020 8th International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies, ICSGCE 2020, v. 2020, p. 5–9, 2020.

SHIRINDA, K.; KUSAKANA, K.; KOKO, S. P. Techno-economic analysis of a standalone solar PV with groundwater pumped-hydro-storage system. Proceedings of the 27th International Conference on the Domestic Use of Energy, DUE 2019, n. 1, p. 90–95, 2019.

SUISSE ADMINISTRATION. Suisse Administration, “Where is electricity produced in Switzerland?,”. 2022. Disponível em:

https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home.html. Acesso em: 16 maio 2022.

UDDIN, N. Geotechnical issues in the creation of underground reservoirs for massive energy storage. Proceedings of the IEEE, v. 100, n. 2, p. 484–492, 2012.

VAHIDINASAB, V.; HABIBI, M. Electric energy storage systems integration in energy markets and balancing services. *In*: ENERGY STORAGE IN ENERGY MARKETS. Elsevier Inc., 2021. p. 287–316.

VASSILEVA, M. *et al.* A decade-long silent ground subsidence hazard culminating in a metropolitan disaster in Maceió, Brazil. Scientific Reports, v. 11, n. 1, p. 1–13, 2021. Disponível em: https://doi.org/10.1038/s41598-021-87033-0.

VILANOVA, M. R. N.; FLORES, A. T.; BALESTIERI, J. A. P. Pumped hydro storage plants: a review. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, v. 42, n. 8, p. 1–14, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1007/s40430-020-02505-0.

VISSER, M.; VAN ECK, N. J.; WALTMAN, L. Large-scale comparison of bibliographic data sources: Scopus, web of science, dimensions, crossref, and microsoft academic. 2021-. ISSN 26413337.v. 2

WINDE, F.; KAISER, F.; ERASMUS, E. Exploring the use of deep level gold

mines in South Africa for underground pumped hydroelectric energy storage schemes. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 78, n. May, p. 668–682, 2017a. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.116.

WINDE, F.; KAISER, F.; ERASMUS, E. Exploring the use of deep level gold mines in South Africa for underground pumped hydroelectric energy storage schemes. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 78, n. April, p. 668–682, 2017b. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.116.

REVISÃO SOBRE O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA E UMA PROPOSTA DE INTEGRAÇÃO DE NOVAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA PARA REDUÇÃO DE RISCOS SISTÊMICOS

Ajumar Omar Alfaica[1]; Leandro Firme Croce[1]; Thiago Modesto de Abreu[1]; Geraldo Lúcio Tiago Filho[1]

[1]*Universidade Federal de Itajubá*

RESUMO

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) surgiu para compensar variações de geração de energia hidrelétrica causadas por períodos hidrológicos não coincidentes entre as proporções continentais do Brasil. Entre 2013 e 2018 este mecanismo não se mostrou eficaz diante da recorrência de uma hidrologia severa e fatores não gerenciáveis e imprevisíveis que desencadearam um histórico de índices de risco hidrológico, ou fator de ajuste, acrônimo brasileiro para *Generating Scaling Factor* (GSF) menor do que um. Neste cenário, o artigo faz uma análise das medidas tomadas pelo governo e agências reguladoras para mitigar a exposição das usinas ao GSF além de propostas de melhorias para o mecanismo. Os estudos tiveram como base as Leis 13.203/2015 e 14.052/2020 que dispõem sobre a repactuação do GSF e fatores além do risco hidrológico que afetaram o mecanismo. Também foram avaliados trabalhos que incentivam a inserção de outras fontes renováveis de energia ao MRE, visando aproveitar a complementariedade das fontes, balancear o fluxo de caixa, assim como ter em conta os riscos atrelados a geração hidrelétrica. Destacou-se também a necessidade de um maior aprofundamento no tema visto que vai de encontro com o debate sobre a regulação de centrais híbridas ou associadas, assim como a realidade ambiental e climática vivenciada no país, pois entende-se que com a união das fontes em um portfólio pode-se obter benefícios para o gerador e consumidores, além de promover maior potencial de estabilidade ao MRE.

Palavras-chave: Risco hidrológico; Energias renováveis; Mercado de energia; Geração hidrelétrica.

ABSTRACT

The Energy Reallocation Mechanism (MRE) arised to compensate variations in hydropower generation caused by non-coincident hydrologic periods between the Brazilian continental proportion. Between 2013 and 2018 this mechanism did not prove to be effective because of an recurrence of an severe hydrology and imprevisible and unmanageable factors that triggered a history of hydrological risks indices, or adjust factor, Brazilian acronym to Generating Scaling Factor (GSF) less than one. In this scenario, the work presents an analysis of the measures taken by the government and regulatory agencies to mitigate the exposition of the hydropower stations to the GSF, in addition to proposals for improvement to the mechanism. It was used as a base the law 13203/2015 and 14052/2020 that verse about the repactuation of the GSF and factors other than hydrologic risk that affected the mechanism. It was evaluated papers that encouraged the insertion of other sources of renewable energies to the MRE, aiming to take advantage of the complementarity, balance the cash flow, as well considering associated risks to the hydropower generation. Was highlighted too the need of a further research on the topic because it goes against the debate of regulation of hybrid or associated plants, as well as the environmental and climate reality experienced in the country, because it is understood that with the union of the sources of renewable energies in a portfolio, we can get benefits to the generator and consumers, in addition to promoting greater stability potential to the MRE.

Keywords: Hydrologic Risk; Renewable Energy; Energy Market; Hydropower Generation.

1. INTRODUÇÃO

Dado as dimensões continentais do Brasil, a CCEE (2018) aponta que existem diferenças hidrológicas entre as regiões, caracterizadas por períodos

não coincidentes de seca e chuva. Para mitigar os impactos destas diferenças, foi criado o MRE por meio da Lei nº 9.648/1998 e Decreto nº 2.655/1998, com o intuito de compartilhar o risco hidrológico e financeiro associado à comercialização de energia.

O MRE é composto por Usinas Hidrelétricas (UHE) e opcionalmente por Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e a coordenação do despacho ótimo das usinas pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A função do MRE está atrelada a Garantia Física (GF) que, de acordo com a Lei nº 5.163/2004, corresponde a máxima quantidade de energia que pode ser comercializada pelas usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação. Segundo Pinto (2014) a GF baseia-se nas incertezas da geração de uma UHE e o seu quantitativo é estabelecido pelo MME como um patamar de geração que reflita em uma garantia de abastecimento.

CCEE (2018) cita que o objetivo do MRE é garantir que as usinas geradoras do sistema recebam seus níveis de GF desde que toda a geração do mecanismo não esteja abaixo da GF total do sistema. Para que isso aconteça, é necessário que o MRE faça o deslocamento da energia produzida em excedente à GF do sistema para aquelas usinas que produziram abaixo desse limite.

Inicialmente, o MRE promoveu maior atratividade e financiabilidade para os empreendimentos hidrelétricos, porém nos últimos anos constatou-se a ocorrência de uma hidrologia de baixa probabilidade, fator este que ocasionou uma crise no setor elétrico brasileiro (CCEE, 2019).

EDP (2017) destaca que o grande problema atrelado ao MRE e a GF das usinas hidrelétricas é o GSF, definido como a razão entre o volume de energia produzido e o montante de GF do mecanismo.

A relação do GSF quando inferior a 1 (GSF<100%) indica que as UHEs estão deficitárias, ou seja, com produção inferior à GF e precisam recorrer a compra de energia no mercado de curto prazo, podendo sujeitar-se aos altos valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Por outro lado, um valor

de GSF superior a 1 (GSF>100%) indica um superávit, com venda de energia para o mercado na forma de energia secundária (EDP, 2017).

Diante de um histórico de GSF deficitário no setor elétrico brasileiro, o estudo apresenta uma revisão conceitual e uma análise das medidas tomadas pelo governo e agências reguladoras para mitigar a exposição das usinas pertencentes ao MRE ao risco hidrológico e consequentemente altos custos do PLD, além de apresentar propostas de melhorias para o mecanismo.

Para tal, na seção 2 é avaliada a repactuação do risco hidrológico, medida adotada para mitigar as dívidas advindas do MRE. Na seção 3, é descrito uma proposta de inserção de novas fontes de geração de energia no MRE para lidar com o GSF deficitário. Na seção 4 está apresentada a discussão do trabalho e a seção 5 as considerações finais.

2. REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

EDP (2017) destaca que o MRE passou não só a absorver riscos relativos à hidrologia desfavorável, mas passou a absorver riscos sistêmicos tais como atraso na revisão da GF das usinas, geração de energia de reserva, parques termelétricos com predominância de usinas de alto custo variável, geração fora da ordem de mérito e atraso na entrada de linhas de transmissão responsáveis por escoar a energia de geradores de grande porte.

Em seu trabalho, Carneiro (2019) explica que devido a índices pluviométricos abaixo do esperado, a partir de 2013 se fez necessário um maior acionamento térmico a fim de preservar os níveis mínimos de operação dos reservatórios, assim como manter segurança energética. Este fato culminou com altos custos de geração e o não cumprimento dos contratos pois o MRE fechou em déficit por vários meses, causando assim dívidas bilionárias ao setor elétrico.

A fim de solucionar a problemática do GSF, Carneiro (2019) cita que foi criada a Medida Provisória (MP) 688/2015, posteriormente convertida na Lei nº 13.203/2015 e complementada pela Lei nº 14.052/2020, que dispõem sobre a repactuação do risco hidrológico e estabelecem normas para os agentes de

geração com contratos no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) (BRASIL, 2015) (BRASIL, 2020). O resumo das leis supracitadas encontra-se na tabela 1.

Tabela 1 – Meio de repactuação do risco hidrológico

Ambiente de Contratação	ACR	ACL
Meio de repactuação	Bandeiras Tarifárias.	Assumir no mínimo 5% da energia em direitos e obrigações vinculados a energia de reserva.
	Prêmio de risco em favor das Bandeiras Tarifárias.	Prêmio de risco no valor de R$ 10,50/MWh atualizado pela ANEEL
Forma de pagamento	Ceder para a Bandeira Tarifária os direitos e obrigações da energia secundária e deslocamento de geração hidrelétrica no MCP.	Contratar a reserva de capacidade específica para mitigar o risco hidrológico.
Condição para repactuação	Abdicação das liminares e pagamento das dívidas.	
Meio de compensação	Extensão do prazo de outorga devido ao atraso do escoamento das linhas de transmissão, antecipação de garantia física e deslocamento da ordem de mérito. O valor do pagamento da dívida poderá ser reavido através do período de extensão da outorga, que é limitado ao período máximo de 7 anos.	

Fonte: Elaborado pelos autores.

De acordo com CCEE (2021), em consequência às medidas tomadas, o balanço da dívida do GSF com as judicializações no final de 2020 se encontrava em R$10,03 bilhões, porém após a Lei nº 14.052/2020 houve maior aderência a repactuação do risco hidrológico sendo que em julho de 2021 o saldo da dívida era de R$1,25 bilhões de reais.

3. ABORDAGEM ALTERNATIVA PARA LIDAR COM O RISCO HIDROLÓGICO

Apesar da repactuação do risco hidrológico auxiliar a liquidação das dívidas bilionárias advindas do MRE, a medida não foi capaz de sanar os problemas que induziram os déficits observados no GSF nos últimos anos,

notadamente no ACL. Segundo Ronquim Filho & Cezarino (2021) existia insegurança aos projetos que afastavam investidores, sendo necessário soluções para adequar a responsabilidade do empreendimento quanto ao GSF, a fim de estimular o setor e obstar futuras judicializações.

MME (2019) criou um Grupo de Trabalho (GT) para modernização do setor elétrico que possui uma linha temática específica para aprimorar o MRE e mitigar os impactos dos riscos sistêmicos além do GSF. Dentre as modificações propostas destacam-se as seguintes necessidades:

1) Encargo por "constrained-off" hidráulico que faça o ressarcimento ao MRE em virtude de restrições de transmissão;
2) Cobertura dos custos incrementais de operação e manutenção e pagamento de compensação financeira;
3) Bonificações em detrimento de melhorias nas estruturas e maior disponibilidade da UHE;
4) Avaliação de performance das PCHs com desempenho reduzido.

Aliado a essas modificações, Paim *et al.* (2019) afirmam que soluções de curto prazo negligenciavam questões estruturais relacionadas a geração de energia e, portanto, cita que se faz necessário ações de longo prazo para minimizar a dependência de uma única fonte de geração que é vulnerável aos cenários de mudanças climáticas.

Em sua avaliação de novos cenários de políticas energéticas para o país, Paim *et al.* (2019) estabeleceu que a inserção de fontes renováveis não hídricas impulsionam a segurança energética de forma sustentável, porém destaca que a posição dominante das hidrelétricas não pode ser desafiada pela adoção de apenas um mecanismo, mas pela combinação de medidas com força de impacto suficiente para promover as mudanças necessárias a longo prazo, especialmente aquelas que incentivam a presença de outras fontes renováveis como a energia eólica e bioeletricidade.

Em paralelo a essa análise, Valenzuela *et al*. (2018) propuseram a combinação e inserção de fontes renováveis de energia tais como a energia

eólica, biomassa e centrais hidrelétricas de pequeno porte no MRE para aproveitar a complementariedade e obter um maior e estável fluxo de caixa.

No modelo proposto por Valenzuela *et al.* (2018) para o MRE, os autores incorporam elementos associados com o risco financeiro de cada gerador; incluem outras renováveis no mecanismo e aplicam o benefício marginal para alocar as quotas de energia para cada fonte.

Valenzuela *et al.* (2018) realizaram simulações que reproduziram a complementariedade de geração eólico-hidráulica, quando o pico de geração a partir do vento ocorre entre os meses de abril e outubro enquanto a geração hidráulica é reduzida. Além disso, representaram a biomassa que possui geração constante nos períodos de colheita, entre maio e dezembro.

A partir desse perfil de geração, Valenzuela *et al.* (2018) apresentaram que as fontes têm uma receita similar, porém a hidrelétrica possui uma maior volatilidade, podendo estar exposta a um risco no pior dos cenários. A junção das fontes mostra que quando os participantes atuam em coligações têm mais benefícios do que quando atuam individualmente.

Como esperado por Valenzuela *et al.* (2018), todos os agentes envolvidos na simulação podem obter ganhos positivos e o melhor cenário é aquele que mitiga o risco do portfólio pois reduz o risco financeiro ao estabilizar sua receita. O valor agregado da fonte eólica reduz a volatilidade do fluxo de caixa em períodos desfavoráveis para a geração hídrica, porém se faz necessário o correto ajuste para definir o melhor valor agregado ao portfólio.

4. DISCUSSÃO

O MRE torna a produção hidrelétrica mais estável ao aproveitar a diversidade de regimes hidrológicos das bacias hidrográficas brasileiras, porém não foi capaz de mitigar riscos sistêmicos que passaram a representar parte dos fatores que interferem em bons índices do GSF.

Como resposta ao impacto econômico provocado pelos baixos índices do GSF, a repactuação do risco hidrológico se mostrou como uma medida criada para retomar a liquidez do setor elétrico, até então estagnada por

liminares judiciais que visavam preservar os agentes de geração ao passo que causaram déficits bilionários ao sistema elétrico.

Apesar das medidas tomadas pela repactuação para estabelecer uma melhor solução para todos envolvidos, é preciso buscar medidas que priorizem a estabilidade de produção do sistema, como novas formas de alinhar os benefícios do MRE aos seus participantes sem comprometer a geração, respeitando os custos e orçamentos dos empreendimentos e atraindo novos investimentos para o setor.

Para mitigar os impactos causados pelo risco hidrológico ao MRE é proposto a entrada de novas fontes renováveis de energia ao mecanismo com vista a suprir do ponto de vista contábil a geração de energia em períodos de hidrologia não favorável, já que secas severas e inesperadas estimularam uma reflexão sobre o protagonismo da hidroeletricidade no Brasil, principalmente quando as interrupções não programadas na geração promovem insegurança energética.

Esta proposta está apoiada nas considerações de Valenzuela *et al.* (2018), os quais defendem a entrada de outras fontes de geração tais como a energia eólica e biomassa ao MRE, e que de acordo com a simulação quando as centrais atuam em coligação podem gerar uma maior receita e estabilidade ao mecanismo, porém não é discriminado se estas fontes seriam inclusas individualmente, na forma de centrais híbridas ou associadas.

Um bom planejamento para essa diversificação requer o balanço de aspectos essenciais como análise regulatória, segurança energética, sustentabilidade e acessibilidade. Nesse sentido, estudos como o de Valenzuela *et al.* (2018) são transversais ao debate e a regulamentação de centrais híbridas ou associadas, trazida pela Resolução Normativa (REN) nº 954/2021 (BRASIL, 2021).

Como problemática se tem o fato de que a REN nº 954/2021 estabelece que a garantia física das outras fontes de energia não pode ser destinada ao MRE. Por um lado, é benéfico por não aumentar a garantia física total do sistema, por outro lado há a necessidade de debater sobre como pode

ser agregada ou compensada a energia gerada das outras fontes de energia ao mecanismo em caso de alterações na legislação (BRASIL, 2021).

Embora a regulamentação não permita que as usinas híbridas ou associadas compensem os déficits do MRE, sugere-se fazer o incremento de novas fontes ao mecanismo a partir da realização de testes ou simulações, a fim de que não ocorram prejuízos tanto para o setor elétrico quanto para os consumidores, além de verificar se essa contribuição seria vantajosa ou não aos agentes pertencentes ao MRE.

5. CONCLUSÕES

Diante do exposto é evidente que o Brasil vivenciou períodos de escassez hídrica que culminou em um *stress* operativo e financeiro, provocando cenários distintos daquele observado no histórico do setor elétrico.

A redução da geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE resultou nos piores valores de GSF já registrados desde a criação do mecanismo, isso alinhado aos altos preços do PLD provocaram índices de inadimplência e dívidas bilionárias aos agentes do setor, fato que ocasionou uma manifestação judicial a fim de solicitar o repasse dos prejuízos não gerenciáveis e imprevisíveis.

Constatou-se que o MRE é um mecanismo financeiro importante para o setor elétrico brasileiro e que embora a repactuação do risco hidrológico tenha ajudado a destravar esse setor, faz-se necessário garantir que no futuro o MRE não volte a absorver fatores estranhos a sua natureza.

Existe uma oportunidade de aprimoramento do MRE ao sistema elétrico brasileiro com a inserção de novas fontes de energia no mecanismo, aproveitando a complementariedade das fontes para obter uma geração de receita estável aos agentes de geração, assim como suprimento em períodos de hidrologia não favorável, porém que se faz necessário o respectivo cálculo e demonstração financeira para tornar o portfólio viável, demonstração essa que foge do escopo do trabalho.

Perante um cenário de mudanças climáticas e dependência majoritária da fonte hídrica na matriz elétrica brasileira, o estudo propõe o encorajamento e incentivo a fontes renováveis não hídricas. A expansão destas fontes de energia deve ser realizada com um planejamento da redistribuição da oferta para que não gere mais impactos negativos aos geradores hidrelétricos.

Embora a nova perspetiva proposta para o MRE promova o balanço adequado ao incentivo para novas fontes renováveis, a REN nº 954/2021 na atual forma impossibilita a contabilização da energia gerada por outras fontes no MRE, com isso faz-se necessário uma adequada análise da legislação e realização de testes experimentais para implementação da proposta.

O desenvolvimento futuro da legislação e das políticas de energia deve integrar os parâmetros de geração à realidade ambiental e climática vivenciada no país e no mundo. Essa abordagem implica em uma política mais coerente e eficaz que contribua para segurança de todo sistema e que propõe maior simetria de benefícios para todos os setores envolvidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. *LEI Nº 13.203, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2015*. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Brasília, 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13203.htm

BRASIL. *LEI Nº 14.052, DE 8 DE SETEMBRO DE 2020*. Estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Brasília, 2020. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/lei-n-14.052-de-8-de-setembro-de-2020-276381409.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 954 de Novembro de 30 de Novembro de 2021. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF, 06 Dez. 2021. Ed. 228, Seção 1, p. 57.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (2018). *Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*. 1–58.

CARNEIRO, I. S. S. (2019). *Análise dos Impactos da Repactuação do Risco Hidrológico no Mecanismo de Realocação de Energia pós Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro Análise dos Impactos da Repactuação do Risco*. Universidade de Brasília.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (2019). *Aprimoramento do MRE.* https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/mre.pdf

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (2021). *CCEE aprova proposta de parcelamento para agentes que aderirem à repactuação do GSF*. https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-de-curto-prazo-do-setor-eletrico-movimenta-r-6-4-bilhoes-em-setembro

EDP Brasil (EDP). (2017). *Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas*. Brasília.

MME. (2019). *Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico*. 90. http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Relatório+do+GT+Modernização+do+Setor+Elétrico.pdf/b49d5558-ad36-d268-c2e2-2f0e5331a6b4

PINTO, L. (2014). *A garantia física das usinas brasileiras: A expectativa e a realidade*. ABRAPCH. http://www.abrapch.org.br/admin/arquivos/arquivos/3/relatorio-garantiafisica-1-768-350.pdf

PAIM, M. A., DALMARCO, A. R., YANG, C. H., SALAS, P., LINDNER, S., MERCURE, J. F., DE ANDRADE GUERRA, J. B. S. O., DERANI, C., BRUCE DA SILVA, T., & VIÑUALES, J. E. (2019). Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix.

Energy Policy, *128*(December 2018), 393–401. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.064

RONQUIM FILHO, A., & CEZARINO, L. O. (2021). Da Problemática Da Judicialização Do Risco Hidrológico. *Ciência & Tecnologia*, *12*(1), 36–43. https://doi.org/10.52138/citec.v12i1.75

VALENZUELA, P., LIMA, D. A., & GRANVILLE, S. (2018). A risk-constrained Energy Reallocation Mechanism for renewable sources with a Marginal Benefit approach. *Electric Power Systems Research*, *158*, 297–305. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.01.016BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 954 de Novembro de 30 de Novembro de 2021. Diário Oficial da União. Poder Executivo. Brasília, DF, 06 Dez. 2021. Ed. 228, Seção 1, p. 57.

RIO SÃO FRANCISCO E A ENERGIA DOS VENTOS

Sérgio Fernandes

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar as mudanças ocorridas na matriz elétrica da Região Nordeste. Essas alterações na matriz estão relacionadas diretamente a inserção em larga escala da geração eólica, superando o potencial instalado de geração hidroelétrica na região. A participação predominante das Energias Renováveis Variáveis (ERV) tem gerado um grande desafio para a operação do sistema elétrico da região. O principal desafio é em função da sua alta variabilidade, incontrolabilidade e difícil previsibilidade, que afeta a operação de todo sistema. Os resultados observados nos últimos anos na região, demostra a forte sinergia entre essas fontes de energia renováveis (Eólica e Hidráulica). No entanto, a integração entre essas fontes de energia altera o modo de operação das usinas hidrelétricas.

Palavras-chave: Flexibilidade; Armazenamento; Variabilidade; Sinergia.

ABSTRACT

The aim of this paper is to present the changes that have occurred in the electrical matrix of the Northeast Region. These changes in the matrix are directly related to the large-scale insertion of wind generation of energy, surpassing the installed potential of hydroelectric generation in the region. The predominant participation of Variable Renewable Energies (VRE) has posed a major challenge to the electric system operation in the region. The main challenge is on account of its high variability, uncontrollability, and difficult predictability, which affect the operation of the entire system. The results observed in the region in recent years demonstrate the strong synergy between these renewable energy sources (wind and hydro). However, the integration between these energy sources changes the way hydroelectric plants operate.

Keywords: Flexibility; Storage; Variability; Synergy.

1. INTRODUÇÃO

A participação das ERV na Região Nordeste é uma realidade, seu maior desafio no momento, é prover da melhor forma a inserção econômica dessas fontes, devido ao seu caráter intermitente.

A inserção, em larga escala, das ERV tem causado mudanças significativas na operação das usinas hidrelétricas operadas pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, provocando elevado número de operação de liga (LIG) e desliga (DCO) de suas unidades geradoras.

A integração dessas fontes sugere a necessidade de mudanças na forma de operação e regulação das usinas hidrelétricas do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB, com o objetivo de realizar transição energética do nosso sistema elétrico, para uma base de energia renovável.

2. USINAS HIDRELÉTRICAS OPERADAS PELA CHESF

A Chesf opera um total de 9 usinas hidráulicas, sendo 8 na Bacia do Rio São Francisco e 1 na Bacia do Rio Parnaíba, totalizando uma potência instalada de 10.208 MW, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 – Usinas hidrelétricas Operadas pela Chesf

Usinas	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada Total (MW)
Sobradinho	6	1.050,3
Luiz Gonzaga	6	1.479,6
Apolônio Sales	4	400,0
Paulo Afonso I	3	180,0
Paulo Afonso II	6	443,0
Paulo Afonso III	4	794,2
Paulo Afonso IV	6	2.462,4
Xingó	6	3.162,0
Boa Esperança	4	237,0

Dentre as principais usinas da Chesf, destaca-se o Reservatório de Sobradinho, que tem como principal função regularizar a vazão para as usinas a jusante, da Cascata do Rio São Francisco, caracterizando-se como a "*Bateria Natural*" do sistema elétrico da Região Nordeste.

Na Tabela 2, a seguir apresenta-se a energia armazenada dos principais reservatórios da Região Nordeste e o seu percentual de contribuição à Energia Armazenada Máxima (EARmáx) do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Tabela 2 – Energia Armazenada Máxima na Região Nordeste

Energia Armazenada Máxima dos Principais Reservatórios da Região Nordeste		
Reservatórios	**EARmáx (MWmed)**	**% EARmáx do SIN***
Três Marias	16.013	5,5
Sobradinho	30.048	10,4
Itaparica	4.415	1,2
Boa Esperança	210	0,1

*Relação com EARmáx do SIN de 291 GWmês

Verifica-se na tabela acima, que a Bacia do Rio São Francisco corresponde aproximadamente a 17% da energia armazenada máxima do SIN, sendo que, o Reservatório de Sobradinho é responsável por 60% desse armazenamento. Porém, comparando-se a energia armazenada máxima da Bacia do Rio São Francisco com a Região Sudeste/Centro-Oeste (região responsável por cerca de 70% da energia armazenada do SIN), essa relação corresponde a 25% da energia armazenada, o que demonstra a sua importância estratégica para operação elétrico-energética do SIN.

Em termos de atendimento energético, as Usinas de Luiz Gonzaga, Paulo Afonso IV e Xingó são as que possuem a maior importância para o fornecimento de energia e regulação do sistema elétrico da Região Nordeste. Vale destacar que a capacidade instalada dessas três usinas corresponde a 50% da potência instalada da UHE Itaipu, a maior usina hidroelétrica do SIN.

Atualmente, várias usinas da Chesf possuem Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, realizando diversos serviços: Autorrestabelecimento Integral, Suporte de

Reativo, Controle Secundário de Frequência (CAG) e Sistema Especial de Proteção (SEP). Além desses serviços, as usinas da Chesf participam da recomposição fluente do sistema elétrico da região, em caso de ocorrência de blecaute.

Portanto, esse conjunto de usinas, dada a sua capacidade de armazenamento de energia e potência instalada, tem um papel estratégico para a confiabilidade (controle da frequência e tensão) no atendimento eletroenergético. Logo, à medida que aumenta a participação das ERV, esse complexo de usinas passa a ter um papel ainda mais relevante, realizando regulação do sistema elétrico da região.

3. MUDANÇAS DA MATRIZ ELÉTRICA DA REGIÃO NORDESTE

A matriz elétrica da Região Nordeste sofreu forte alteração nos últimos anos, conforme observa-se no Gráfico 1, a relação da capacidade instalada por fonte de energia, comparando-se os períodos em 31/12/2006 e 31/12/2021.

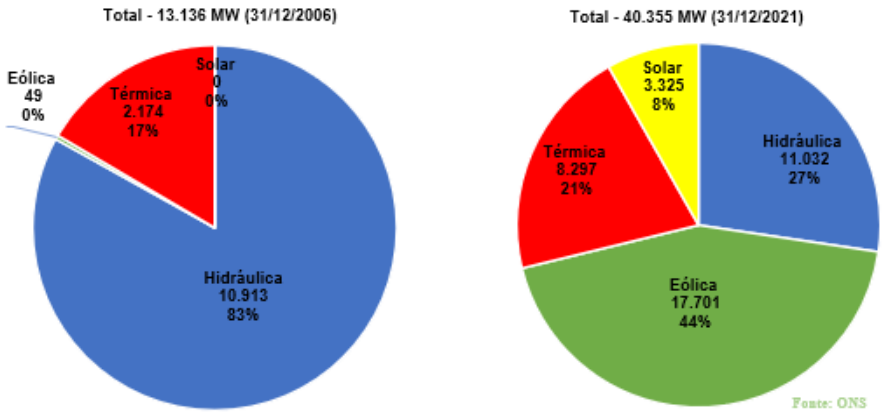


Gráfico 1 – Capacidade Instalada por fonte de energia ano em 31/12/2006 e 31/12/2021

Ressalta-se que passados 15 anos, houve um incremento de 27 GW à capacidade instalada da Região Nordeste. A geração eólica foi a fonte de energia que mais cresceu neste período, saindo de uma participação irrelevante no ano de 2006 (49 MW), para a fonte de maior capacidade instalada da região, com

17.701 MW ao final do ano de 2021. Houve expansão também, da capacidade instalada de geração térmica, passando de 17% em 2006 para 21% em 2021, e o surgimento da geração solar, com a participação de 8%, em 2021. A geração hidráulica, predominantemente das usinas da Chesf, reduziu a sua participação, passando de 83% para 27% da capacidade instalada na região.

A entrada da geração eólica na região foi tão expressiva, que o índice de penetração de eólica no Nordeste no ano de 2021 foi de 64%. Esse índice é tão elevado, principalmente comparado com os países que lideram ranking mundial desse indicador, a exemplo da Dinamarca (44%), seguida da Irlanda (31%), Portugal (26%), Espanha (24%), Alemanha (23%) e Grã-Bretanha (22%), verificados no ano de 2021. Portanto, caso o Nordeste fosse considerado um país, estaria liderando o ranking mundial neste índice.

Ao observar a geração média verificada por fonte de energia elétrica nos últimos 15 anos do Nordeste, conforme apresentado no Gráfico 2, evidencia-se uma mudança radical na matriz elétrica da região, passando de um sistema elétrico Hidrotérmico para uma matriz Hidro-Eólico-Térmico-Solar.

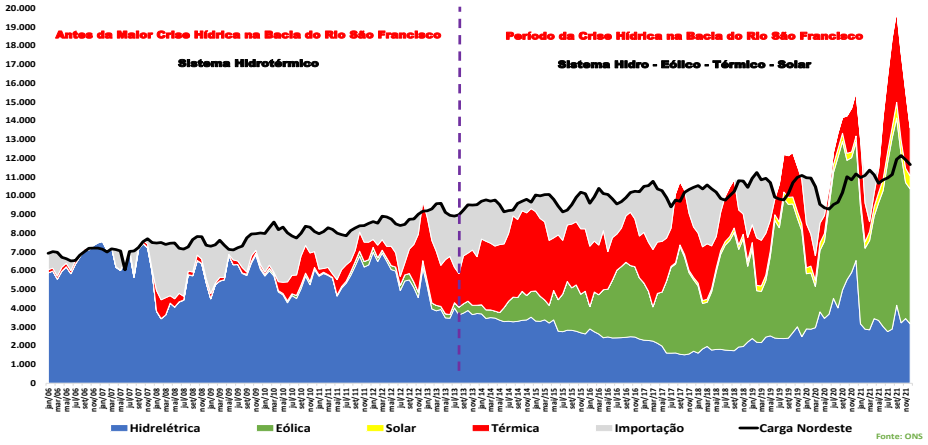


Gráfico 2 – Geração verificada por fonte na Região Nordeste do ano de 2006 a 2021 – [MW médio]

Destaca-se, que a geração hidrelétrica da Chesf era responsável por mais de 70% do atendimento energético da Região Nordeste. Porém, a partir do

ano de 2013, devido à crise hídrica estabelecida na Bacia do Rio São Francisco, e o processo contínuo de expansão da geração eólica na região, os papéis se invertem, a geração eólica passa a ser a principal fonte de energia, tornando a região exportadora de energia.

A forte penetração da geração eólica na região, provocou mudanças significativas no padrão de operação das unidades geradoras hidrelétricas da Chesf, com incremento substancial de entrada (LIG) e saída (DCO) de unidades geradores para fazer frente a variabilidade da geração eólica. No Gráfico 3, apresenta-se a relação entre número de eventos LIG-DCO de unidades geradoras relacionadas ao percentual de produção de energia fornecida pela Chesf em relação a carga do Nordeste, para os anos de 2006 a 2021.

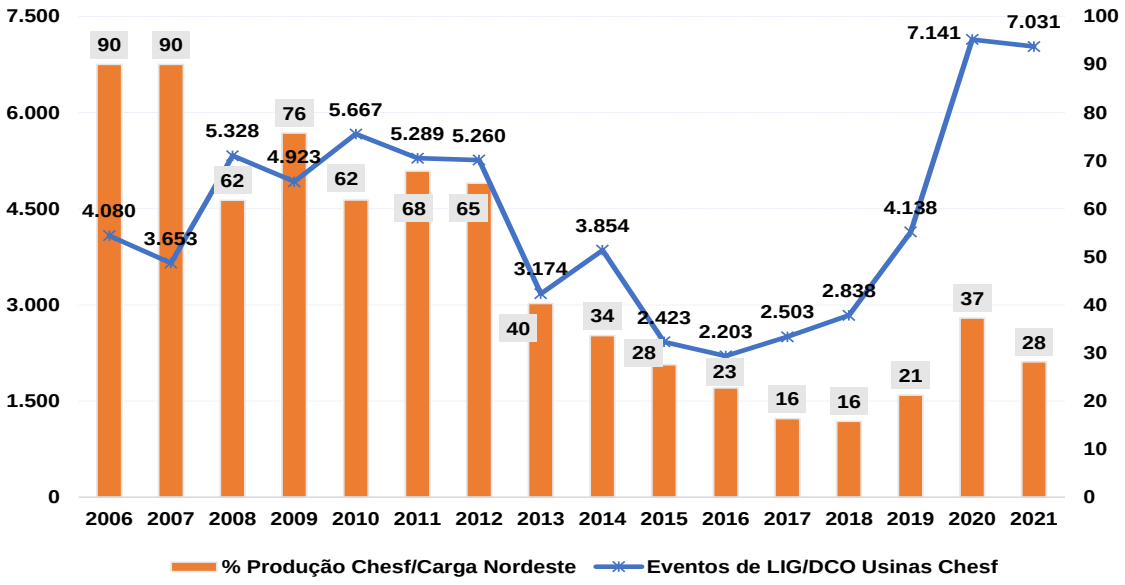


Gráfico 3 – Número de eventos de DCO-LIG unidades geradoras usinas hidrelétricas da Chesf versus % Produção de Energia produzida pela Chesf em relação a carga da Região Nordeste

Ao longo dos anos de 2006 a 2021, temos três momentos distintos da operação das usinas das Chesf na Região Nordeste, conforme descrito abaixo:

2006 a 2012: A geração hidrelétrica da Chesf como principal provedora do atendimento a carga da região, com percentual acima de 70%, mantendo em média de 4.886 eventos de manobras de LIG-DCO;

2013 a 2018: Com o estabelecimento da crise hídrica na Bacia do São Francisco, a geração hidrelétrica perde protagonismo no atendimento a carga da região, e reduz o número de manobras de unidades geradoras;

2019 a 2021: Como a recuperação do estoque armazenado do Reservatório de Sobradinho, e a participação elevada da geração eólica na região, as unidades geradoras das usinas da Chesf passam a realizar um elevado número de manobras de LIG-DCO (média de 6.103 eventos), superior ao período pré-crise hídrica (aumento de 25%), porém, com baixa participação no atendimento a carga da região, na ordem de 29%.

Logo, observa-se, que a partir da recuperação do Reservatório de Sobradinho (*bateria da região*), as usinas da Chesf passam a trabalhar na função de regulação do sistema, realizando parte do amortecimento da variabilidade da geração eólica da região.

Esse trabalho de regulação da variabilidade da geração eólica, ocorre nos dois sentidos, seja para prover geração no momento de falta da geração eólica, ou de redução de geração no momento de excesso.

Essa dinâmica da modulação da geração das usinas da Chesf pode ser observada no Gráfico 4.

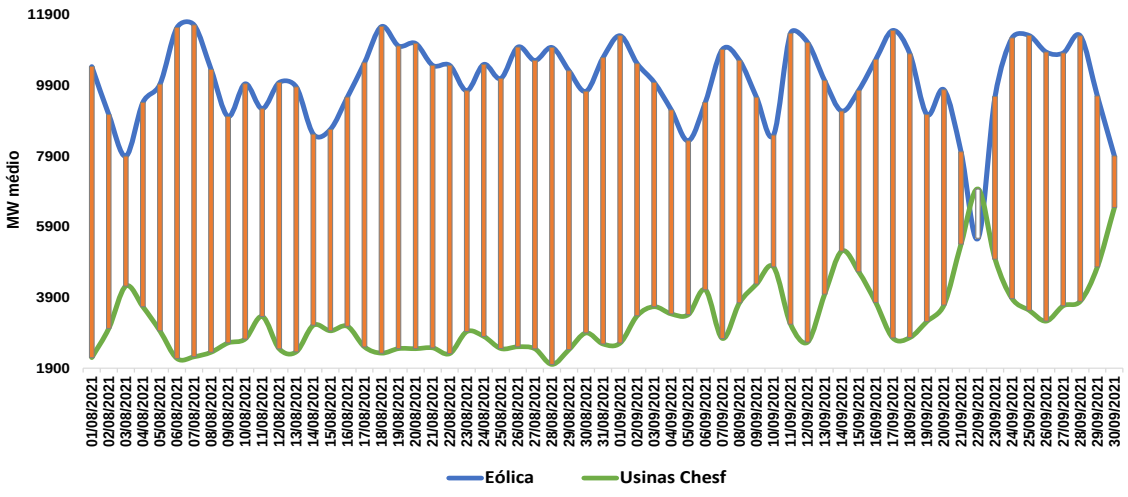


Gráfico 4 – Geração verificado média diária Eólica Nordeste e Usinas da Chesf, nos meses de agosto e setembro do ano de 2021 - [MW médio]

Percebe-se que existe uma forte complementariedade entre as curvas de gerações eólica Nordeste e das usinas da Chesf, mesmo nos meses de melhor desempenho da geração eólica na região (agosto e setembro).

A modulação da geração das usinas da Chesf, ocorre também de forma não programada, como pode ser observada no Gráfico 5, redução de geração nas usinas da Chesf no ano de 2021, sejam essas reduções motivadas por razões energética, elétrica e atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica do sistema.

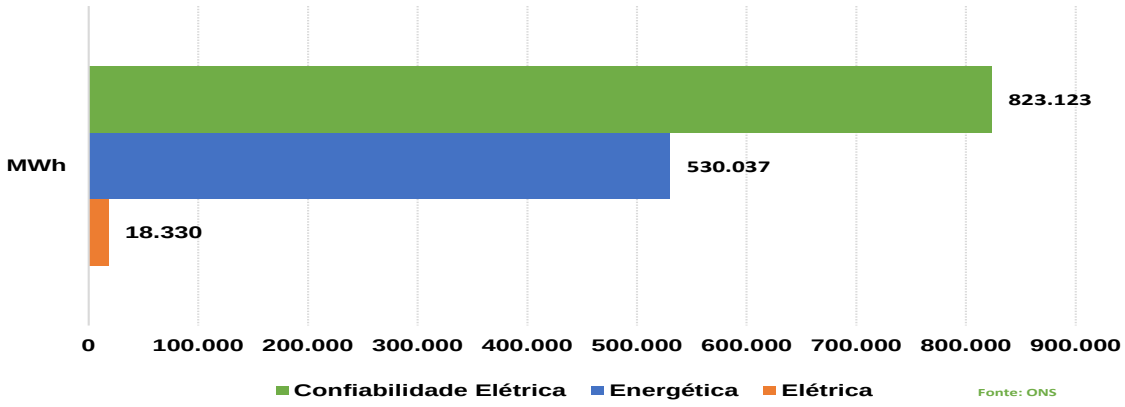


Gráfico 5 – Acompanhamento das Reduções de Geração Usinas da Chesf no ano de 2021 [MWh]

No Gráfico 6, abaixo, observa-se que as curvas de geração possuem uma correlação inversa, quanto a eólica sobe a geração das usinas da Chesf desce, e vice-versa. Neste dia específico (21/09/2021), a variação da geração eólica foi 7.185 MW médio, num intervalo de 12 horas, enquanto a modulação de geração das usinas da Chesf foi na ordem 4.609 MW médio, valor que corresponde a 1,4 vezes a capacidade instalada da UHE Xingó, a maior usina do sistema elétrico do Nordeste.

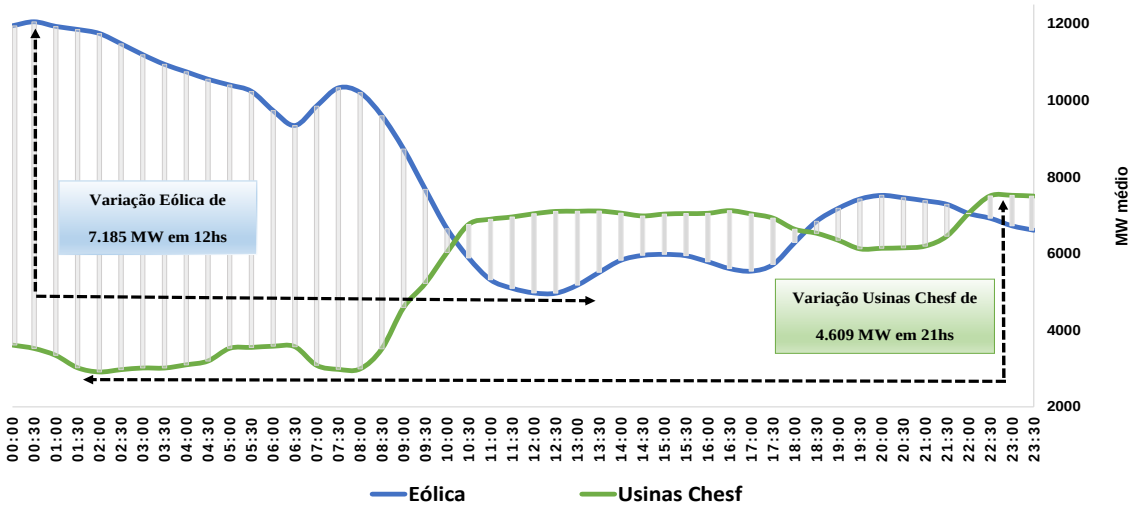


Gráfico 6 – Geração verificada Eólica Nordeste e Usinas Chesf no dia 21/09/2021 – [MW médio]

No ano de 2021, a modulação da geração das usinas da Chesf (diferença entre a geração máxima e mínima), foi na ordem de 1,9 GW médio, conforme apresentado no Gráfico 7.

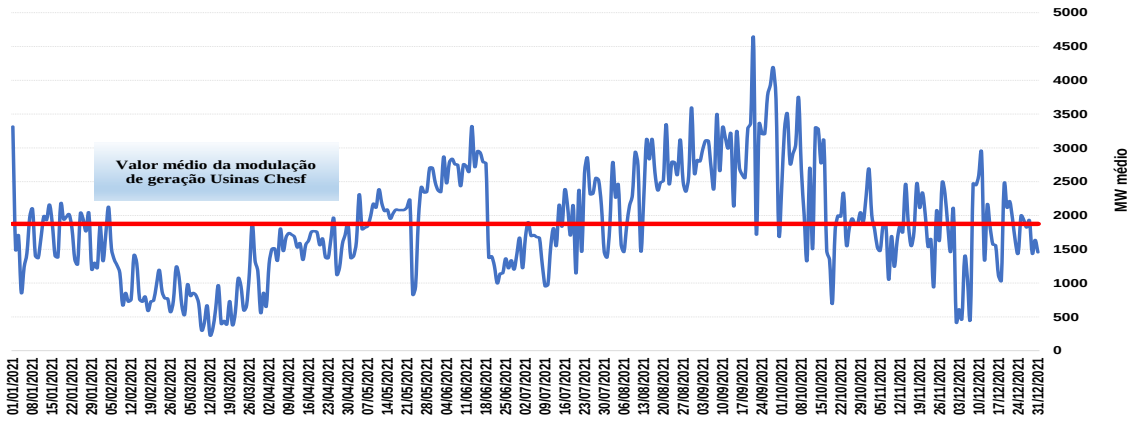


Gráfico 7 – Modulação da geração das Usinas da Chesf ano de 2021 – [MW médio]

Uma forma de valorar esse serviço realizado pelas usinas da Chesf, é calcular o custo total dessa operação, caso esse serviço fosse realizado pela geração térmica instalada no Nordeste, despachado centralizadamente pelo ONS, que apresenta elevado custo e é inflexível, conforme pode ser observado no Gráfico 7.

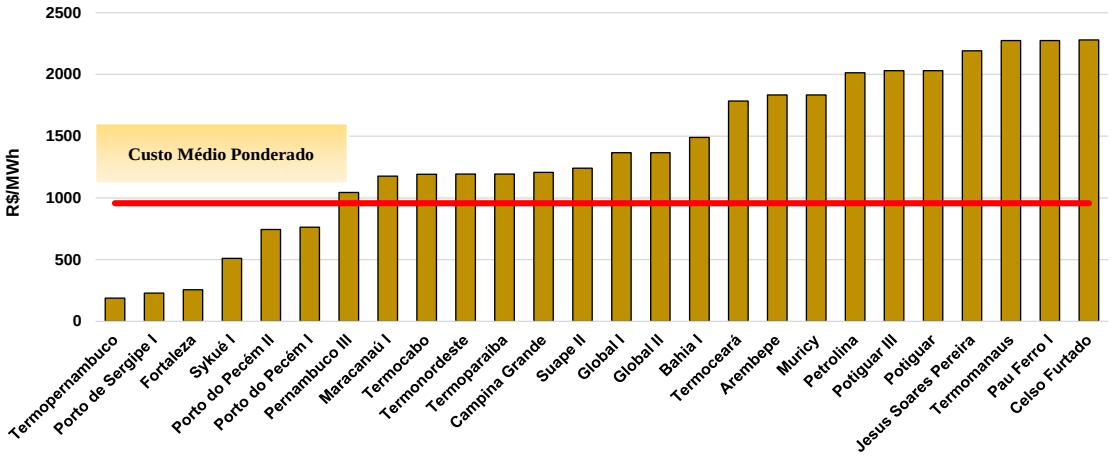


Gráfico 7 – Custo Variável Unitário (CVU) das usinas térmicas despachadas pelo ONS no Nordeste – Referente ao Programa Mensal de Operação de Dezembro/2021 [R$/MWh]

Tomando como referência, apenas 40% do custo médio ponderado das usinas térmicas do Nordeste, no valor de 382 R$/MWh, e usando esse mesmo critério para a modulação total de geração realizada pelas usinas da Chesf, no valor de 760 MW. O custo total de operação no ano de 2021, para fazer o backup da geração eólica Nordeste, utilizando geração térmica seria na ordem de 2,5 bilhões de reais.

Portanto, não há dúvida que a melhor forma de inserção em larga escala das ERV de forma sustentável no SEB é através da integração com a geração hidroelétrica. Em particular para a Região Nordeste é fundamental a preservação do armazenamento do Reservatório de Sobradinho, para garantir a melhor regulação do sistema elétrico ao um menor custo.

4. O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO SEB

É fato que o SEB é internacionalmente conhecido pela sua capacidade de geração de energia elétrica renovável em larga escala com a utilização da fonte hidráulica. A priorização dessa fonte de energia está atrelada a alguns fatores, que diferenciam o SEB dos demais sistemas elétricos mundiais: abundância de recursos hídricos, geografia dos rios, a dimensão continental do país, a malha do sistema de transmissão e a diversidade de climas.

No entanto, a hidroeletricidade é variável, esse problema da variabilidade da produção da energia hidráulica foi resolvido através da combinação de alguns fatores, descritos abaixo:

- ✓ Grande capacidade de armazenamento de energia – construção de grandes reservatórios nas cabeceiras das bacias hidrográficas integrantes do SIN (baterias naturais);
- ✓ Grande número de unidades geradoras hidráulicas – fonte de energia que apresenta os melhores atributos para o backup das fontes intermitentes – flexíveis, resposta rápida, elevada inércia e despachável;
- ✓ Um sistema elétrico interligado geograficamente, possibilitando absorver a geração onde existe disponibilidade, e desta forma, enviar para outra região que esteja com déficit de geração.

Logo, com a inserção das ERV, e de acordo com Ferraz (2020), o sistema elétrico vai exigir uma maior flexibilidade, quais sejam: espacial (rede) e temporal (estoque, despacho flexível, resposta rápida) para o controle dessas fontes. No entanto, o SEB possui os melhores atributos para inserção das ERV, como é apontado no trabalho coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE com o título “Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil”, que indica que o SIN tem capacidade de suportar a inserção massiva das ERV, devido a nossa base hidráulica.

Além da flexibilidade operativa de nosso sistema, os reservatórios das usinas do SIN, conforme o ONS, tem capacidade de armazenamento de energia na ordem de 291 GWmês, um dos maiores do mundo. Essa capacidade de armazenamento de energia dos reservatórios, interligado por extensas linhas de transmissão, segundo D´Araujo (2022), são capazes de reservar água equivalente a cinco meses de consumo de energia de todo o país.

5. CONCLUSÃO

Face ao exposto, a exemplo do que vêm ocorrendo na Região Nordeste, temos um modelo que pode ser seguido para todo o SIN.

Para futuras pesquisas sobre o tema, sugerimos o aprofundamento sobre o processo da transição energética no SEB, que trará grandes impactos em toda cadeia produtiva do setor elétrico, seja de ordem econômica, regulatória e tecnológica, visto que ainda não existe uma arquitetura definida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Wind Europe. “Wind energy in Europe – 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026”. 2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Acompanhamento das Reduções de Geração – Dezembro de 2021”. 2021.

VELLOSO, J. P. R. (coordenador). “Opção pela Energia Hidroelétrica (e outras energias renováveis)”. INAE, 2012.

FERRAZ, C. C. M. “Seminário do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico - Transição Energética e o Papel do Estado”. 2020.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Plano da Operação Energética 2021/2025 - PEN 2021”. 2021.

D’ARAUJO, R. P. “Eletrobras na marca do pênalti – Jornal de Economistas”. 2022.

ROAD TO NET-ZERO CARBON: A TECNOLOGIA *CCUS* E O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO COMO INSTRUMENTOS COMPLEMENTARES À MITIGAÇÃO E COMPENSAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO SETOR *UPSTREAM*

Gustavo Castro Ribeiro[1]; Virginia Parente[1]; Edmilson Moutinho dos Santo[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

A partir do conceito de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS, na sigla em inglês), é possível contribuir diretamente para uma solução a nível global, visando a mitigação direta de um poluente extremamente nocivo ao meio ambiente e, além disso, destinar sua utilização para fins técnicos e agregar valor econômico nas operações. Além da mitigação de CO_2 em operações de produção de petróleo e gás natural, cabe ainda destaque às medidas compensatórias para níveis que ainda persistirem. No caso, o mercado de crédito de carbono funciona como um mecanismo de comercialização de carbono, visando compensar, de forma econômica e sustentável, a emissão do poluente através de alternativas e projetos ambientalmente favoráveis.

Palavras-chave: Upstream; Transição energética; GEE; CCUS; Créditos de carbono.

ABSTRACT

Based on the concept of carbon capture, use, and storage (CCUS), it is possible to directly contribute to a global solution, aiming at the direct mitigation of an extremely harmful pollutant to the environment and, in addition, their use for technical purposes and add economic value to operations. In addition to CO2 mitigation in oil and natural gas production operations, it is also worth mentioning the compensatory measures for levels that persist. In this case, the carbon credit market works as a carbon trading mechanism, aiming to compensate,

economically and sustainably, the emission of the pollutant through environmentally favorable alternatives and projects.

Keywords: Upstream; Energy transition; GHG; CCUS; Carbon credits.

1. INTRODUÇÃO

A fim de contribuir para um quadro mais efetivo e abrangente de mitigação e compensação das emissões, é possível propor, de forma complementar às soluções técnicas citadas para as atividades operacionais, novas opções para maximizar possíveis resultados positivos e atingir as metas *net-zero carbon*, tendência das empresas de petróleo e gás para as próximas décadas. Trazendo o estudo para o cenário brasileiro, especificamente para a produção no polígono do Pré-Sal, rica em CO_2, a tecnologia de *CCUS (Carbon Capture Utilisation and Storage)* pode continuar sendo aprimorada e aplicada nas instalações das Bacias de Santos e Campos.

Após a captura do CO_2 nas correntes de produção de petróleo e gás natural por meio de membranas de separação, o mesmo é reinjetado nos poços, aumentando a pressurização dos reservatórios como um método de recuperação da produção. Modelos de benchmark apontam que a utilização do CO_2 como *EOR (Enhanced Oil Recovey)* assim como armazenamento do poluente em campos *offshore* podem proporcionar uma redução nas emissões operacionais de 41% e um aumento de até 20% no Valor Presente Líquido dos projetos (Rodrigues et al., 2021).

Além da tecnologia *CCUS*, o mecanismo do mercado de créditos de carbono também surge como uma possível alternativa para solucionar o quadro de emissões no setor petrolífero. O dinamismo do modelo oferece ao Brasil uma posição privilegiada para atrair investimentos da agenda climática internacional, com possibilidade de acelerar o desenvolvimento da indústria de biocombustíveis, o manejo sustentável do solo e a preservação de florestas através de sumidouros naturais, por exemplo.

O mercado de crédito de carbono já existe há pelo menos 30 anos, com mecanismo consistindo na emissão de um certificado eletrônico equivalente a

emissão de uma tonelada de CO_2 evitada para a atmosfera. Diversas *supermajors* do setor de óleo e gás já estão, cada vez mais, utilizando o mercado de crédito de carbono como meio compensatório para atingir metas na Europa e nos Estados Unidos. Segundo uma previsão da consultoria McKinsey & Company (2020), nos próximos anos será possível reduzir significativamente as emissões a um custo médio inferior a US$ 50/tCO_{2eq}.

Nesse sentido, o presente trabalho tem como objetivo analisar as principais oportunidades de práticas sustentáveis com aplicabilidade na indústria petrolífera, abordando como foco específico a tecnologia *CCUS* e a dinâmica do mercado de créditos de carbono. A partir de uma revisão bibliográfica interdisciplinar, é proposto um estudo de caso aplicado ao cenário operacional *offshore*, sendo possível identificar um quadro de oportunidades para tornar a potencial indústria petrolífera nacional promissora também em uma transição energética sustentável, eficaz e segura.

2. DISCUSSÃO E DESENVOLVIMENTO

2.1 Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS)

Importante alternativa para contribuir para uma descarbonização tecnicamente segura e economicamente viável, as tecnologias de *Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)* podem e devem estar presentes no futuro das operações de baixo carbono. Ao abordar os principais aspectos econômicos sobre *CCUS*, Greig and Uden (2021) destacam modelos de escala global para *net-zero emissions* by 2050, como um recente estudo da Princeton University, indicando que a não utilização do *CCUS* tornaria a mitigação das emissões mais cara, difícil e eventualmente improvável nas principais economias do mundo, como nos Estados Unidos, impactando diretamente no combate às mudanças climáticas.

Ao mitigar o lançamento de CO_2 para a atmosfera, os volumes capturados do contaminante podem ser direcionados aos ativos de armazenamento geológico, utilizados em métodos de reinjeção em poços de petróleo e até, embora ainda seja um desafio, convertidos em moléculas de alto valor agregado.

A estratégia de utilizar a tecnologia nos países produtores e exportadores de petróleo, de acordo com dados da OIES (2021), embora pareça atualmente complexa, contribuirá diretamente com a competitividade de um setor tão estratégico no curso da transição energética para emissões líquidas zero.

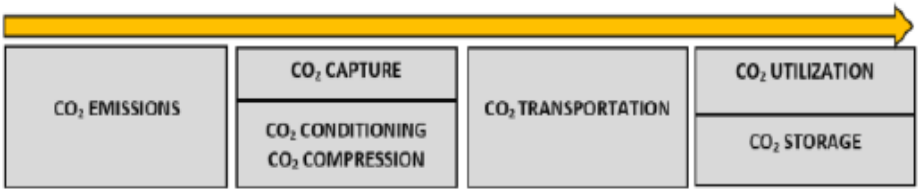


Figura 1 – Cadeia de valor da tecnologia *CCUS* (Elaborado a partir de Janakiram et al., 2020)

Visando uma cooperação de mercado, a utilização da tecnologia *CCUS* no *upstream* poderia ainda funcionar como uma forma de certificação ao exportar um petróleo produzido com em operações de baixo teor de carbono, incentivando a promoção de políticas regulatórias e acordos climáticos de maneira integrada a partir de produtores e consumidores (OIES, 2021). Na Figura 2, é exposto um gráfico contendo a possível contribuição da tecnologia *CCUS* no caminho para descarbonização até 2050.

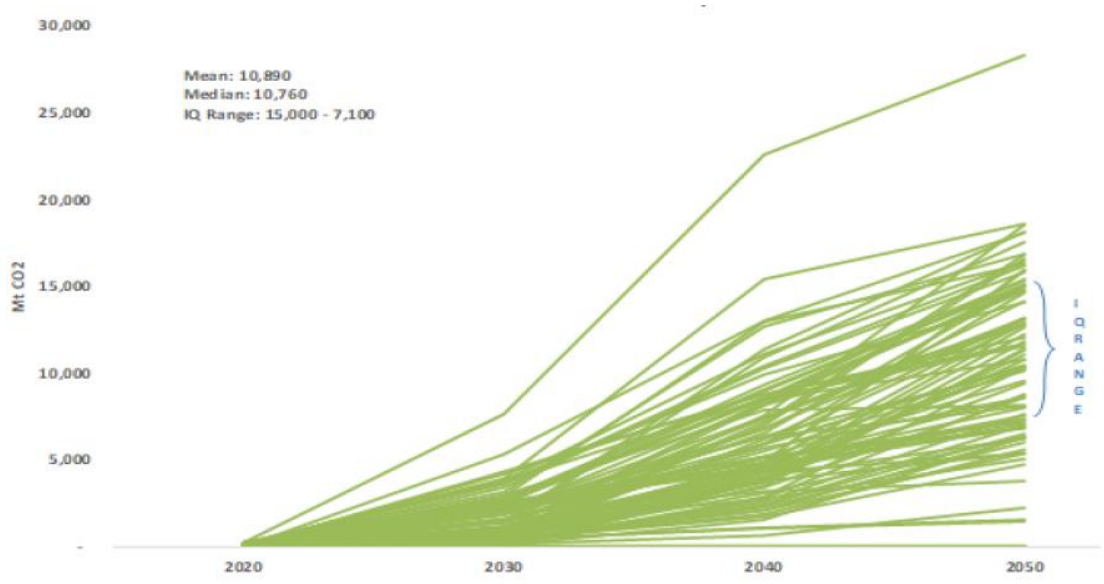


Figura 2 – Potencial de redução de CO_2 a partir da tecnologia *CCUS* (OIES, 2021)

Segundo Ramos (2021), a configuração integrada de um sistema de *CCUS* pode apresentar as etapas de captura, separação, purificação, compressão, transporte e injeção de CO_2 em estruturas geológicas ou a utilização para outra finalidade. Além da geração de energia, que é o principal setor para aplicação das tecnologias de *CCUS*, também é possível destacar outras áreas com potencial, como os processos industriais e químicos que geram CO_2 como subprodutos e nas futuras produções em larga escala de combustíveis como hidrogênio a partir de fontes abundantes em carbono.

Embora exista uma gama de variedade tecnológica para a separação em fluxos gasosos, atualmente a aplicabilidade das estratégias de sequestro de carbono ocorre geralmente em três principais configurações, sendo de combustão oxi-combustível, pré-combustão e pós-combustão. O estado da arte das principais tecnologias utilizadas nos processos de separação física e química, ocorrem através da absorção, adsorção, membranas e criogenia, (Ramos, 2021).

Após a captura do CO_2, é necessário realizar a etapa de condicionamento através de purificação e então o contaminante é direcionamento aos ciclos de compressão, onde a pressão inicial pode atingir até 100 psi (6.895 bar) e a final 2,200 psi (151.685 bar) (Ramos, 2021). Para os processos que envolvem a liquefação do CO_2, além do resfriamento, são necessários de 3 a 5 estágios de compressão (Monteiro et al., 2020).

No caso do CO_2 condicionado longe do local de armazenamento geológico ou utilização, é necessário realizar o transporte do mesmo, que pode ser realizado através de dutos, rodovias e ferrovias. Além das rotas tradicionais, o transporte marítimo do CO_2 vem ganhando relevância, principalmente em projetos de *HUBs* no Mar do Norte, que envolvem o deslocamento do carbono a partir de navios com tanques criogênicos para *offloading* em *FPSOs* e posterior injeção em reservatórios geológicos *offshore* (Monteiro et al., 2020).

Nas operações *offshore* de produção de petróleo e gás natural, especialmente nas unidades *FPSOs* em águas profundas, a tecnologia *CCUS* já possui casos de utilização no próprio local de captura. No Brasil, a captura e o

armazenamento em reservatórios carbonáticos no Pré-Sal da Bacia de Santos ocorrem no campo de Lula, considerado o único projeto em larga escala na América Latina e com capacidade de capturar uma média de 3 Mtpa (milhões de toneladas métricas por ano) de CO_2 associado à produção de gás natural (Birol and Allawi, 2021); (Rodrigues et al., 2021).

Destaque como uma iniciativa da Petrobras recentemente reconhecida e premiada internacionalmente, a tecnologia aplicada no Pré-Sal vem sendo aprimorada desde 2009, e com a entrada de novas unidades há previsão para atingir um volume acumulado de captura e reinjeção de até 40 milhões de toneladas de CO_2 até 2025, se estabelecendo como o maior projeto de *CCUS offshore* do mundo (Petrobras, 2022). Na Tabela 1, é destacado a capacidade de diferentes opções armazenamento, com destaque para as alternativas *offshore*, como os oceanos e as formações salinas profundas.

Tabela 1 – A capacidade mundial de potenciais reservatórios de armazenamento
(Adaptado de Ramos, 2021)

Storage option	**Worldwide capacity**
Ocean	1000s GtC*
Deep saline formations	100s-1000s GtC
Depleted oil and gas reservoirs	100s GtC
Coal seams	10s – 100s GtC
Terrestrial	10s GtC
Utilization	< 1 GtC/yr

*GtC (thousands of gigatons of carbon) = 1 billion metric tons of carbon equivalent.

A partir de um estudo de Rodrigues et al. (2021) a utilização de *CCUS* em *FPSOs* através de membranas e a reinjeção alternada com água *(WAG)* como método *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, além de auxiliar os índices de prevenção a incrustação de calcita nas estruturas operacionais e uma produção com baixo teor de carbono, apresentou uma redução em até 41% as emissões operacionais

de CO_2. A figura x apresenta um modelo esquemático para um sistema interligado de poços produtores e injetores em campos do Pré-Sal brasileiro.

A utilização das tecnologias *CCUS* em produções offshore, além de contribuir diretamente com a mitigação de GEE, pode ainda auxiliar na produção de petróleo e gás natural como um método de recuperação. Em outros casos, é possível ainda transportar o CO_2 por meio de uma rede de gasodutos interligando a captura e o armazenado em campos depletados, formando um HUB de CCUS e contribuindo como estratégias para a formação de uma economia de baixo carbono.

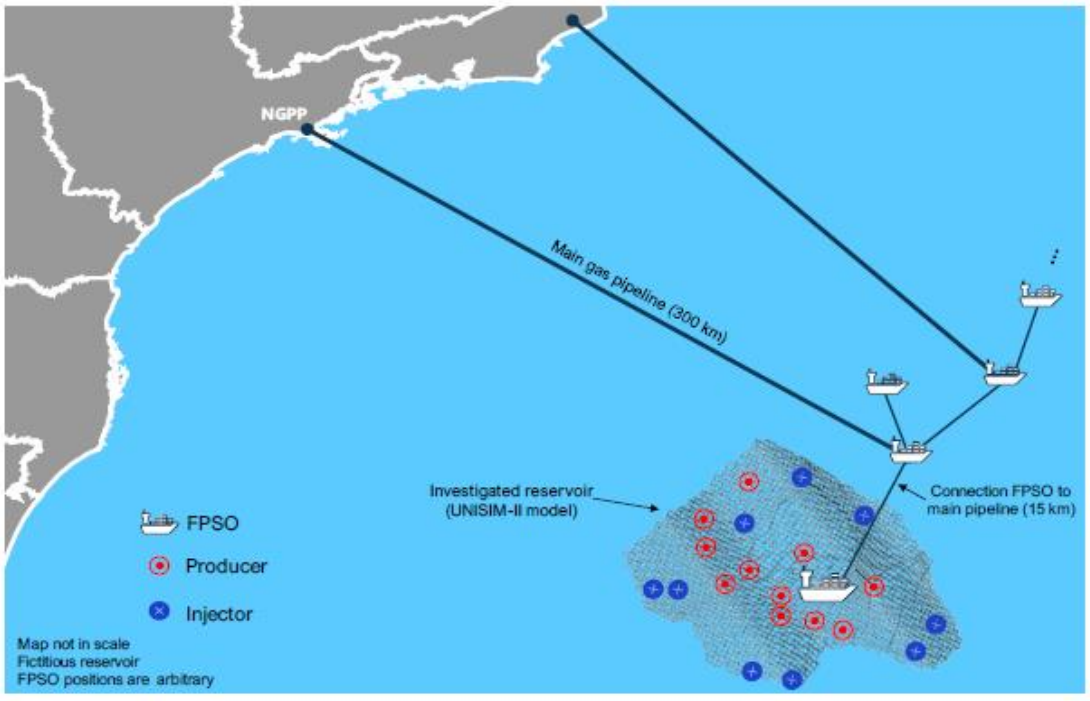


Figura 3 – Projeto hipotético de *CCUS* baseado no Pré-Sal da Bacia de Santos (Rodrigues et al., 2021)

2.2. Mercado de Crédito de Carbono

Apesar de atingir notoriedade recentemente, o conceito e o mecanismo do mercado de crédito de carbono existem há pelo menos 40 anos (Andriw et al., 2021). O sistema consiste na geração de um certificado eletrônico, após a

troca no mercado, equivalente a uma tonelada de CO_2 que deixou de ser emitido à atmosfera.

O dinamismo do mercado, segundo Meneguin (2012), é estabelecido por uma autoridade governamental que estabelece metas de redução de GEE em áreas com alta emissão de CO_2, como setores de energia, petróleo e gás, por exemplo. Ainda conforme exposto pelo autor, ao citar as diretrizes do Acordo de Paris, empresas que não conseguirem atingir suas metas obrigatórias podem pagar por licenças e financiar projetos e iniciativas para reduzir a emissão de CO_2.

As metas podem ser alcançadas através do sistema *cap-and-trade,* mais estruturado e com parâmetros pré-estabelecidos a partir de diretrizes internacionais ou também por meio do mercado voluntário de carbono (MVC), cujo agentes envolvidos são comprometidos, voluntariamente, em ações envolvendo o mercado de créditos de carbono e tecnologias sustentáveis. As ações, após avaliação, têm validade, contabilização e certificação antes da emissão (Ludena et al., 2015); (Andriw et al., 2021).

A aplicação do mecanismo de crédito de carbono no setor petrolífero, como alternativa de compensação, já vem sendo realizada em projetos de *supermajors* internacionais em regiões dos Estados Unidos e Europa. Na Noruega, já é conhecida a parceria entre a petroleira Equinor e o governo local na busca por uma solução econômica e social para compensar as emissões de GEE. No caso, no país nórdico já existe uma espécie de imposto compensatório das operações de exploração e produção de petróleo e gás desde o início dos anos 2000 (Equinor, 2021).

Ainda no Mar do Norte, tem destaque também as ações da britânica BP, historicamente pioneira em projetos de compensação de carbono há mais de duas décadas e se mantém com destaque a partir de projetos como o BP Target Neutral e Global Environmental Productis (GEP) em 17 sistemas de comércio de carbono em países da União Europeia, América do Norte, Ásia e Oceania (BP, 2021).

O Brasil tem um grande potencial para o desenvolvimento de ações compensatórias como o mercado de crédito de carbono. Mas também, cabe ressaltar outros pontos potenciais, como os sumidouros naturais a partir de áreas florestais preservadas e também a produção de combustíveis renováveis e o mercado sustentável, principalmente através de políticas já implementadas como o RenovaBio e o CBio.

3. COMENTÁRIOS FINAIS

Alternativas de mitigação para a emissão de gases de efeito estufa são essenciais para a construção de uma transição energética segura e sustentável. Assim como outros pontos já identificados, com potencial aplicabilidade em operações da área *upstream*, a tecnologia de captura e armazenamento de carbono poderá contribuir para os índices de descarbonização da indústria petrolífera. A tecnologia, além de mitigar a emissão do poluente, também tem um grande potencial para fins econômicos, seja a partir de *CCUS* como métodos de recuperação em campos de petróleo ou até em geração de energia com baixo teor de carbono e a produção de produtos com valor agregado. O amadurecimento da tecnologia caminha a passos largos para se concretizar uma transição seguindo os principais necessários de mitigação.

Destaque também supracitado, embora carente de mais incentivos de desenvolvimento, o mercado de crédito de carbono já se mostrou ser uma boa opção compensatória para empresas ao redor do mundo, seja no mercado regulado ou voluntário. Cada vez mais, empresas petrolíferas assumem o compromisso de participar de projetos em prol da sustentabilidade ambiental e social, e é também do ponto econômico que o mecanismo de comércio de carbono tem seu ponto positivo, fazendo da transição energética segura um movimento não só eficaz, como extremamente possível e alcançável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Andriw, A., Lima, L., Ribeiro, G., 2021. Mercado de carbono como instrumento de redução das emissões do setor petrolífero brasileiro : Evidências a partir do Brasil e do exterior.

Birol, F., Allawi, A., 2021. Commentary: Without help for oil-producing countries, net zero by 2050 is a distant dream [WWW Document]. URL https://www.iea.org/commentaries/without-help-for-oil-producing-countries-net-zero-by-2050-is-a-distant-dream

BP, 2021. Carbon Offset [WWW Document]. URL https://www.bp.com/en/global/bp-trading-and-shipping/what-we-do/low-carbon-trading/carbon-offset.html

Equinor, 2021. Carbon Pricing [WWW Document]. URL https://www.equinor.com/en/magazine/carbon-pricing.html

Greig, C., Uden, S., 2021. The value of CCUS in transitions to net-zero emissions. Electr. J. 34, 107004. https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.107004

Janakiram, S., Martín Espejo, J.L., Yu, X., Ansaloni, L., Deng, L., 2020. Facilitated transport membranes containing graphene oxide-based nanoplatelets for CO2 separation: Effect of 2D filler properties. J. Memb. Sci. 616, 118626. https://doi.org/10.1016/j.memsci.2020.118626

Ludena, C., Netto, M., Ryfisch, D., 2015. Estudos sobre Mercado de Carbono no Brasil.

McKinsey & Company, 2020. The future is now: How oil and gas companies can decarbonize [WWW Document]. URL https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize

Meneguin, F.B., 2012. O que é o mercado de carbono e como ele opera no Brasil?

Monteiro, J., Ros, J., Skylogiani, E., Svendsen, H.F., Knuutila, H., Moser, P.,

Hartono, A., Wiechers, G., Charalambous, C., Garcia, S., 2020. Accelerating Low carbon Industrial Growth through CCUS 691712, 3–9.

OIES, 2021. Carbon Capture and Storage : The perspective of oil and gas producing countries.

Petrobras, 2022. Programa de CCUS da Petrobras no pré-sal é o maior do mundo em volume de gás carbônico (CO2) reinjetado [WWW Document]. URL https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/programa-de-ccus-da-petrobras-no-pre-sal-e-o-maior-do-mundo-em-volume-de-gas-carbonico-co2-reinjetado.htm

Ramos, G., 2021. Decarbonization for Oil and Gas Value Chain: An Update Review. Angolan Ind. Chem. Eng. J. 1, 1–5. https://doi.org/10.47444/aincej.v1i1.5

Rodrigues, H., Mackay, E., Arnold, D., 2021. Multi-objective Optimization of CO2 Recycling Operations for CCUS in a Brazilian Pre-Salt Benchmark Model. SSRN Electron. J. 44, 1–12. https://doi.org/10.2139/ssrn.3811515

ROTAS PARA POTENCIAIS GANHOS NA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E NA GESTÃO HÍDRICA E NA BUSCA DE REDUÇÕES NA INTENSIDADE DE EMISSÕES DA INDÚSTRIA DE CELULOSE E PAPEL BRASILEIRA

Mauro Donizeti Berni[1]; Flavio Mathias[1]; Sergio Bajay[1]
[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

Neste trabalho foram analisados dados recentes de consumo específico de energia e de água, e de intensidade de emissões na produção de celulose de mercado, em plantas de papel e em plantas integradas. Utilizando tais dados, junto com estatísticas de desempenho das melhores tecnologias e práticas disponíveis no mercado, são estimados potenciais técnicos de melhorias nas plantas brasileiras em relação a estes três indicadores. Medidas que podem concretizar estes potenciais são mencionados no trabalho, com destaque para as que proporcionam ganhos em mais de um destes indicadores. Novos programas governamentais que podem aumentar os ganhos nesses três tipos de indicadores também são propostos aqui.

Palavras-chave: Eficiência energética; Economia de água; Redução de emissões.

ABSTRACT

Recent data on the specific energy and water consumption, and the emissions intensity in the production of market pulp, in paper mills and in integrated plants were evaluated in this paper. Using these data, together with performance statistics of the best technologies and practices available in the market place, technical potentials for improvements in the Brazilian plants regarding these three indicators are estimated. Measures that can materialize these potentials are presented, highlighting those that can improve more than one of them. New government programs that can increase the gains in these three types of indicators are also proposed here.

Keywords: Energy efficiency; Water economy; Emissions reduction.

1. INTRODUÇÃO

O setor de celulose e papel (C&P) destaca-se no parque industrial brasileiro, tendo contribuído, em 2020, com 0,4% do PIB nacional e 2,5% de seu componente industrial. Naquele ano, o país foi o segundo maior produtor e o maior exportador mundial de celulose, tendo destinando 75% da sua produção de 20,9 milhões de toneladas para o mercado externo, com um superávit na balança comercial desta *commodity* de 6,9 bilhões de dólares. A maior parte da produção nacional de papel, de 10,2 milhões de toneladas em 2020, foi destinada ao mercado interno. O setor pode ser segmentado em plantas de celulose, plantas de papel utilizando celulose de mercado, papéis reciclados, ou ambos, e plantas integradas, que produzem C&P.

O setor é um grande consumidor de energia e água, e suas emissões são significativas. É o terceiro maior consumidor de energia na indústria brasileira. Seu consumo energético passou de 5% do consumo industrial em 1970 para 16% em 2020, com um crescimento médio de 5,4% a.a.

O cozimento da madeira para extração da polpa no processo Kraft, principal processo de produção de celulose no Brasil, gera um líquido rico em compostos de sódio e matéria orgânica, o licor negro. Este é queimado em caldeiras para recuperação de reagentes químicos, produção de vapor e geração de eletricidade. Algumas plantas já realizam biorrefinamento, produzindo hidrogênio verde e metanol consumidos nas próprias plantas, e outros produtos como a lignina. As unidades também realizam cogeração a partir de caldeiras de biomassa, fazendo com que esta indústria tenha índice de renovabilidade acima de 85% e elevada autoprodução de energia elétrica.

O processo de produção de papel é diferenciado, com menor consumo energético específico e sem coprodutos para cogeração. Há consumo de energia elétrica em basicamente todas as etapas, como prensagem e refino, e demanda de vapor para secagem.

As próximas seções apresentam, nesta sequência: (i) potenciais de redução dos consumos específicos de energia e água deste segmento industrial, e das suas emissões de gases que causam o efeito estufa; (ii) medidas que podem concretizar estes potenciais; (iii) propostas de novos programas governamentais de fomento a ganhos de eficiência na indústria brasileira; e (iv) as conclusões do trabalho.

2. POTENCIAIS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA E DE ÁGUA, E DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES QUE CAUSAM O EFEITO ESTUFA

O monitoramento dos consumos específicos de energia, de água e de emissões e a adoção de medidas visando a sua redução são importantes nesta indústria. Os potenciais ganhos nestes indicadores são elevados, conforme apresentado nas próximas subseções.

2.1 Potenciais ganhos de eficiência energética

Em uma mesma rota tecnológica, como o processo Kraft, o consumo específico de energia térmica pode variar de 10 a 14 GJ/t, enquanto o consumo específico de energia elétrica varia de 600 a 1200 kWh/t (EUROPEAN COMMISSION, 2001).

Em meados de 2014 houve uma fusão entre a Associação Brasileira de Celulose e Papel (Bracelpa) e algumas outras associações que tem florestas plantadas como principal matéria prima, formando a Indústria Brasileira de Árvores (IBÁ). Um aspecto negativo desta fusão foi a descontinuidade da publicação de estatísticas detalhadas da indústria de papel e celulose, como as contempladas anteriormente nos relatórios estatísticos da Bracelpa, o que dificulta a realização de estudos detalhados sobre consumo e autoprodução de energia nesta indústria. Hoje, por exemplo, a IBÁ não disponibiliza estatísticas sobre a produção de celulose e papel por tipo de fábrica.

Apesar desta dificuldade, neste trabalho se apresenta uma estimativa aproximada do potencial técnico total de conservação de energia nesta indústria em 2020, cujo cálculo requer uma estimativa do consumo energético específico

das melhores tecnologias e práticas disponíveis no mercado (BATs – *Best Available Technologies*) que representaram o *mix* brasileiro de produção de celulose e papel em 2020. Para se obter esta grandeza é necessário, primeiro, se obter a distribuição dos componentes da produção física desta indústria naquele ano e se estimar com que tipos de fábricas estes componentes foram produzidos.

Do portal da IBÁ na Internet (IBÁ, 2022) se pode compilar que a produção física total desta indústria em 2020, no valor de 31.137 . 10^3 t, foi composta por 20.953 . 10^3 t de produção de celulose, 5.496 . 10^3 t de papéis para embalagens, 2.008 . 10^3 t de papéis de imprimir e escrever, 1.300 . 10^3 t de papéis para fins sanitários, 800 . 10^3 de papel cartão, 500 . 10^3 t de outros tipos de papéis e 80 . 10^3 t de papel imprensa. As participações relativas destes componentes da produção física setorial são os pesos da média ponderada no cálculo do consumo energético específico das BATs que representam o atual *mix* de produção de celulose e papel no país.

A estimativa dos tipos de fábricas que produzem cada um dos componentes da produção física de papel e celulose requer a adoção de várias hipóteses, já que não existem dados recentes publicados a respeito. Como a maior parte da produção brasileira de celulose utiliza o processo Kraft para fabricar celulose de eucalipto branqueada, assume-se aqui que toda a produção emprega este processo e que o consumo energético específico de sua BAT é 11,1 GJ/t (MATHIAS, 2019). Segundo a Associação Nacional dos Aparistas de Papel (ANAP), em 2019 foram recicladas as seguintes porcentagens de tipos de papel: aparas de papel de embalagem – 79,8% do consumo aparente, ou 71,7% da produção; aparas de papel de imprimir e escrever – 35,0% do consumo aparente, ou 25,9% da produção; e aparas de papel cartão – 5,6% do consumo aparente, ou 4,6% da produção (ANAP, 2020). Um índice de perdas de massa de 10% é comum na conversão destas aparas em papel reciclado; este valor foi adotado aqui para todos estes tipos de aparas. Assumiu-se, então, que 64,5% (71,7% . 0,9) da produção de papel para embalagens ocorreu em fábricas de papel reciclado, com um consumo energético específico de sua BAT de 5,381

GJ/t (JACOBS e IPST, 2006), e o restante foi produzido em fábricas integradas, com uma BAT de consumo energético específico de 17,6 GJ/t (MATHIAS, 2019). Analogamente, se assumiu que 23,3% (25,9% . 0,9) da produção de papéis de imprimir e escrever e 4,1% (4,6% . 0,9) da produção de papel cartão ocorreram em fábricas de papéis reciclados, cujos consumos energéticos específicos das BATs são assumidos como sendo 5,381 GJ/t (JACOBS e IPST, 2006). O restante da produção de papéis de imprimir e escrever e de papel cartão em 2019 teria sido proveniente de fábricas integradas, cujos consumos energéticos específicos das BATs são de 18,3 GJ/t e 11,8 GJ/t, respectivamente (MATHIAS, 2019). Assumiu-se que toda a produção de papéis para fins sanitários e de outros tipos de papéis, entre os quais se destacam os chamados papéis especiais, ocorrem em fábricas de papel que utilizam celulose de mercado e cujos consumos energéticos específicos de suas BATs são, respectivamente, 10,5 GJ/t e 10,4 GJ/t (MATHIAS, 2019). Finalmente, assumiu-se que todo o papel jornal é produzido em fábricas integradas, com um consumo energético específico de 6,6 GJ/t na BAT correspondente (MATHIAS, 2019).

A utilização de todos estes valores permite calcular o consumo energético específico da BAT equivalente que representa o *mix* de produção de celulose e papel no país em 2020 como sendo de 11,1 GJ/t. Confrontando este valor com o consumo energético específico da indústria de papel e celulose brasileira em 2020, que foi de 17,7 GJ/t, se chega a um potencial técnico de conservação de energia de 37,2%.

No âmbito do Projeto Meta, em 2016, a QUALITEC – APPLUS levantou, através de visitas técnicas, e analisou dados sobre consumos energéticos específicos de 17 fábricas de papel e celulose, agregadas em quatro categorias: produtores de celulose de mercado; fábricas integradas; fabricantes de papel a partir, majoritariamente, de celulose de mercado; e fabricantes de papel a partir de, majoritariamente, aparas. O relatório da QUALITEC – APPLUS (2018) não apresenta a desagregação da amostra de 17 fábricas entre as quatro categorias supracitadas e nem classifica os consumos energéticos específicos por tipo de celulose e de papel.

Entre os produtores de celulose de mercado, a QUALITEC – APPLUS encontrou consumos específicos de energia elétrica variando entre 620 kWh/t e 850 kWh/t, com uma média de 698,42 kWh/t (2,514 GJ/t), e consumos específicos de energia térmica entre 11 GJ/t e 18 GJ/t, com uma média de 15,623 GJ/t. Comparando, então, o consumo energético específico total médio desta amostra de produtores de celulose de mercado, de 18,137 GJ/t, com o consumo energético específico da BAT do processo Kraft, de 11,1 GJ/t, se obtém um potencial técnico de conservação de energia de 38,8%.

Na amostra de fabricantes de papel a partir, majoritariamente, de celulose de mercado, a QUALITEC – APPLUS calculou um consumo específico médio de energia elétrica de 960,78 kWh/t (3,459 GJ/t) e um consumo específico médio de energia térmica de 7,270 GJ/t. A comparação entre o consumo energético específico total médio, de 10,729 GJ/t, com o consumo energético específico médio da BAT correspondente (valor médio entre os diversos tipos de papel), de 7,7 GJ/t, permite o cálculo de um potencial técnico de conservação de energia de 28,2%.

Entre as plantas integradas analisadas pela QUALITEC – APPLUS, encontrou-se um consumo específico médio de energia elétrica de 1.309,13 kWh/t (4,713 GJ/t) e um consumo específico médio de energia térmica de 14,632 GJ/t. Comparando o consumo energético específico total médio destas plantas, de 19,345 GJ/t, com o consumo energético específico médio da BAT correspondente (valor médio entre os diversos tipos de papel), de 18 GJ/t, obtém-se um potencial técnico de conservação de energia de 6,9%, valor que parece muito baixo, provavelmente pelo fato da amostra de plantas não ter contemplado diversas fábricas integradas antigas, de baixo rendimento.

Entre os fabricantes de papel a partir, majoritariamente, de aparas, a QUALITEC – APPLUS calculou um consumo específico médio de energia elétrica de 543,84 kWh/t (1,958 GJ/t) e um consumo específico médio de energia térmica de 4,970 GJ/t. O potencial técnico de conservação de energia obtido para este tipo de fabricante de papel, de 22,3%, reflete o consumo energético específico total médio destas fábricas, de 6,928 GJ/t, vis-à-vis o consumo

energético específico médio da BAT de papel-cartão reciclado, de 5,381 GJ/t (JACOBS e IPST, 2006).

2.2 Potenciais economias de água

O consumo específico de água no processo Kraft varia de 20 a 100 m^3/t (EUROPEAN COMMISSION, 2001).

O consumo específico de água captada na indústria de celulose brasileira foi reduzido, em média, 4% ao ano no período de 1970 a 2015, quando se observou uma faixa de consumo específico entre 22 e 40 m^3/t celulose (MATHIAS, 2019). Comparando o valor médio desta faixa, de 31 m^3/t celulose, com o consumo específico da BAT do processo Kraft, 20 m^3/t celulose, obtém-se um potencial técnico de economia de água de 35% nesta indústria em 2015.

2.3 Potenciais reduções nas emissões de gases de efeito estufa

O setor diminuiu a intensidade das emissões de CO_2 em 8,2% na última década, de 0,171 para 0,157 $GgCO_2$ eq/t, devido a melhorias na sua eficiência energética e substituição de combustíveis fósseis. Existe, ainda, um potencial significativo de redução dessas emissões.

3. MEDIDAS CAPAZES DE MATERIALIZAR ESSES POTENCIAIS

As melhores práticas e tecnologias disponíveis no mercado e/ou emergentes que promovem a proteção ambiental e oportunidades de melhoria na eficiência energética dos equipamentos e processos na produção de P&C (fábricas integradas e não integradas a partir de pasta de madeira pelo processo Kraft), em curto e médio prazo, identificadas a seguir, além do benefício ambiental possibilitam às instalações industriais ganhos no desempenho operacional.

Entre as medidas transversais e melhores práticas para o segmento de C&P destacam-se a utilização pelas organizações de um sistema de gestão da energia, como o proposto pela norma ISO 50.001 (Energy management systems) e a execução de auditorias energéticas; sistema de monitoramento e

gestão do consumo / tratamento de água e efluentes, aumento do reuso (recirculação ou reutilização) de água e efluentes; gerenciamento de resíduos com foco na redução da geração na fonte, uso energético de resíduos do processo, aumento da reciclagem e reutilização interna de materiais; e o monitoramento e controle das emissões de gases de efeito estufa (GEE) decorrentes dos processos de combustão.

Nas fábricas de celulose as melhores tecnologias incluem a substituição de transportadores pneumáticos por transportadores de correia pode propiciar uma redução no consumo de energia em 17,2 kWh/t no transporte de cavacos e aparas. Na preparação de material o descascador tipo berço consome menos energia do que os outros métodos de descasque. Estima-se uma redução no consumo energético em 0,025 GJ/t de toras descascadas. Apresenta um potencial de redução nas emissões de 2,93 kg CO_2/t de madeira. A implantação de um sistema de controle contínuo do digestor possui um potencial de economia de energia de 1%. A utilização do aditivo auxiliar de polpa -ChemStone OEA-11 aumenta a eficácia do licor de cozimento, previne o cozimento excessivo e melhora a uniformidade e o rendimento do produto. Estima-se uma economia de energia de 0,131 GJ/t de madeira processada. Foram relatadas economias de energia de 8 a 10% com o emprego de fosfato como aditivo na polpação.

Para as fábricas de papel, como exemplo de tecnologias observa-se a utilização de unidades de cogeração que podem melhorar a eficiência energética na produção e gerar uma economia com combustíveis de 10 a 20%; otimização do sistema de vácuo para desaguamento pode gerar economias de energia entre 20 e 40%; adoção da tecnologia Evaporador Thermodyne que reduz o consumo de energia na secagem em até 50%; uso do software Dryer Management System no controle do secador pode reduzir o consumo de vapor em 2 t/h; otimização dos requisitos de ar da máquina de papel pode gerar uma redução do consumo energético específico de até 0,76 GJ/t de papel e uma redução de até 6,3 kWh/t de papel, no consumo específico de eletricidade; substituição dos secadores por sifões estacionários pode gerar uma economia de até 0,89 GJ/t de papel devido à maior eficiência na secagem; estima-se uma economia de até 1,1 GJ/t de papel

com o emprego de cilindro de secagem direta; estima-se uma redução no consumo de vapor de 1,6 GJ/t de papel com a utilização do sistema Condebelt na secagem do papel; emprego da radiação infravermelha para controle do perfil de umidade da folha de papel propicia uma economia de 0,7 GJ/t de papel; estima-se uma economia de 5 GJ/t de papel com a utilização da tecnologia de conformação a seco da folha de papel; pré-tratamento da polpa antes da secagem possibilita uma economia de 1,7 GJ/t de papel.

Uma descrição mais detalhada sobre essas tecnologias pode ser encontrada em IETD/IIP (2019), EPE (2018) e EUROPEAN COMMISSION (2015).

4. PROPOSTAS DE NOVOS PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS DE FOMENTO A GANHOS DE EFICIÊNCIA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA

Em um recente trabalho de consultoria para o Procel, visando prover subsídios para o Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), foram propostos novos programas governamentais de eficiência energética para diversos setores no Brasil, inclusive o setor industrial (SANTOS *et al.*, 2021).

Das cinco propostas de novos programas de eficiência energética para o setor industrial, três envolvem participação voluntária e duas são mandatórias. Três das cinco propostas envolvem estruturas de mercado. Todas as cinco propostas, com algumas variantes, estão sendo aplicadas com sucesso em diversos países (iX ESTUDOS E PROJETOS, 2020).

A primeira ação de cunho voluntário e envolvendo a criação de um mercado associado concerne leilões de eficiência energética, tanto leilões descentralizados, no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL, como, sobretudo, leilões centralizados. Os leilões podem alavancar muito mais projetos industriais do que os programas e mecanismos de eficiência energética hoje existentes no Brasil conseguem atrair, sobretudo projetos que, de outra forma, provavelmente não se viabilizariam por terem períodos de retorno do investimento superiores aos atualmente praticados na indústria.

Ainda de cunho voluntário e com um mercado associado, a segunda proposta para o setor industrial é a ampliação dos acordos voluntários para empresas não energointensivas e fábricas de médio porte e a criação de redes de eficiência energética.

A tendência mundial é a de se adotar uma combinação de mecanismos mandatórios com instrumentos de mercado para se obter ganhos substanciais de eficiência energética nos vários setores da economia e, particularmente, no setor industrial, com vistas a uma significativa descarbonização das matrizes energéticas.

Os consultores propõem, como um programa mandatório combinado com um instrumento de mercado, a imposição, no médio prazo, de metas de ganhos de eficiência energética para consumidores industriais energointensivos, junto com a criação de um mercado de certificados brancos para as economias de energia que excederem as metas destes consumidores, nos moldes do bem-sucedido programa indiano *Perform, Achieve and Trade* (PAT). Além dessas metas, estes grandes consumidores industriais também teriam que ter um "gerente de energia" e um Sistema de Gestão da Energia.

A imposição de metas de economia de energia, no Brasil, para instalações industriais de médio porte é inviável, por conta dos elevados custos de transação que esta medida ocasionaria. Já a imposição legal de que estas instalações tenham gerentes de energia, com a responsabilidade de liberar os dados necessários para a realização de diagnósticos energéticos periódicos mandatórios por auditores de energia independentes, e pelo fornecimento de relatórios sobre o consumo energético, os resultados dos diagnósticos energéticos e a implantação das medidas de eficiência energética é factível para este tipo de instalação e não incorre em altos custos de transação.

A quinta e última nova medida proposta para o setor industrial é a criação do Sistema Integrado de Informações em Eficiência Energética (SI^2E^2) e a incorporação de dados técnicos de tecnologias, consumos energéticos específicos, etc. deste setor no sistema, preenchendo uma grande lacuna hoje existente sobre estes tipos de dados na indústria brasileira.

5. CONCLUSÕES

A comparação do consumo energético específico do setor de C&P no país em 2020 com os consumos específicos das melhores tecnologias disponíveis no mercado (BAT) revelou o elevado potencial técnico de 37,2%. O consumo específico de água captada na indústria de celulose brasileira foi reduzido, em média, 4% ao ano no período de 1970 a 2015. Bem como, na última década o setor diminuiu a intensidade das emissões de CO_2 em 8,2%, de 0,171 para 0,157 GgCO2 eq/t. Portanto, como apresentado neste trabalho, há um potencial significativo para a redução do consumo de energia e água, e das emissões neste setor da indústria brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANAP. *Relatório Anual 2019 - 2020*. Associação Nacional de Aparistas de Papel (ANAP), 2020.

EPE/MME. Análise da eficiência energética em segmentos industriais selecionados. Segmento celulose e papel. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) / Ministério de Minas e Energia (MME), 2018.

EUROPEAN COMMISSION, Integrated pollution prevention and control (IPCC), reference document on Best Available Techniques in the pulp and paper industry, December, 2001.

EUROPEAN COMMISSION, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board. Disponível em: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/PP_revised_BREF_2015.pdf>. Acesso em: 01/02/2017.

IBA. Dados estatísticos. São Paulo: Indústria Brasileira de Árvores (IBA), 2022. Disponível em: <https://iba.org/>. Acesso em: 10/03/2022.

IETD/IIP. Industrial Efficiency Technology Database: Pulp and Paper. Institute for Industrial Productivity, 2019. Disponível em: <http://www.iipinetwork.org/wp-

content/Ietd/content/pulp-and-paper.html#benchmarks>. Acesso em: 16/06/2019.

iX ESTUDOS E PROJETOS, *Produto 7: Propostas de Novas Ações no Setor Industrial*, Prestação de Serviço de Consultoria para Elaboração do Plano Decenal de Eficiência Energética – PDEf, Provendo um Portfólio de Ações para o Avanço dos Ganhos de Eficiência Energética no Brasil, Contrato no ECE-DSS-4299/2019 com a Eletrobrás, Itajubá, MG, dezembro de 2020, 320 p.

JACOBS and IPST, Pulp and paper industry – Energy bandwidth study, report for the American Institute of Chemical Engineers, USA, August 2006.

MATHIAS, F. R. C., *Gestão da energia, água e emissões em segmentos energo-intensivos da indústria brasileira*, tese de doutorado em planejamento de sistemas energéticos, agosto de 2019, FEM/Unicamp.

QUALITEC – APPLUS, Análise da eficiência energética em segmentos industriais selecionados – Segmento celulose e papel, Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto META), Contrato N° CT-EPE-004/2017, Rio de Janeiro, 2018.

SANTOS, A. H. M., HADDAD, J. e BAJAY, S. V., Eficiência energética e sua inserção no planejamento energético brasileiro, *Revista Brasileira de Energia, 27* (3): 85-109, 2021.

RÚSSIA E GEOPOLÍTICA DO O&G: UMA DISPUTA DE NARRATIVAS E INTERESSES, UM OLHAR PELO REALISMO E SUAS IMPLICAÇÕES SOBRE A SEGURANÇA ENERGÉTICA

Bruno Ferreira

Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

O objetivo do trabalho é apresentar os desafios da guerra entre Rússia e Ucrânia para a geopolítica do O&G, que interfere diretamente em se rediscutir o papel da segurança energética e em que medida é importante ter controle sobre esses recursos para autonomia do seu projeto de nação. Um possível reordenamento de forças no cenário internacional é discutido durante o texto e suas implicações para os atores e o sistema internacional. Para fundamentar as análises o presente artigo faz uso da teoria realista das Relações Internacionais e conceitos de geopolítica para cenarização prospectiva pois permite entender pontos de vista e possibilidades, uma vez que países buscam maximizar a sua utilidade esperada, ou seja, dado um conjunto de preferências e um número de possíveis decisões esse ator optará por aquela que aumenta o benefício esperado.

Palavras-chave: Segurança Energética, Política Externa, Soberania, Realismo, Rússia, Gás

1. INTRODUÇÃO

O conhecimento de fontes energéticas e de suas aplicações foi um fator decisivo para o desenvolvimento da civilização. Rifkin (2004) entende que os ciclos de formação, apogeu e decadência de diversas civilizações ao longo da história estão relacionados diretamente com as respectivas capacidades em garantir o abastecimento regular de suas demandas energéticas. Neste contexto, a civilização da II Revolução Industrial (1860-1960/70) somente pode ser compreendida pela emergência, a partir da segunda metade do século XIX, do petróleo como fonte energética principal. A indústria de petróleo e de gás

natural impôs-se, na verdade, como a maior indústria de todo o século XX. Nas economias dos EUA e em algumas da União Europeia, a propósito, a participação do setor se aproxima dos 20% do PIB, enquanto na Rússia chega ao volume de cerca de 60% (PAIVA, 2012).

Por essa forte importância na economia e na dinâmica estrutural de um país, o estudo de energia e segurança ganha contornos estratégicos por uma perspectiva geopolítica. Para Felix Ciutã (2010), “a energia é algo especial e complexo, o que acaba lhe imprimindo o caráter de temática de amplitude total: nada existe que não seja por meio da energia, ou não seja afetado pela energia”. Em razão deste caráter total da energia, a segurança energética teria o potencial de influenciar a concepção sobre segurança em diversos aspectos, deixando a segurança de ser um domínio de significado e prática limitados.

A segurança energética pode evidenciar diferentes conotações conforme esteja inserida em contextos distintos, pois seja como matéria política ou como objeto de análise, a relação entre energia e segurança nem sempre haverá de ser uniforme. Deste modo, a proliferação de conceitos sobre segurança energética, fomentada por diferentes atores, permitiria assim afirmar que a segurança pode ser percebida como categoria que tende a possuir diversas concepções teóricas e práticas (PAIVA, 2012).

Por seu caráter amplo do estudo de energia, Krause & Williams (1996) norteiam o debate sobre o “novo pensamento sobre segurança”, que é a ideia de ampliação e aprofundamento dos parâmetros que norteiam a concepção de segurança. A ampliação das potenciais formas de ameaças consiste em incluir novas temáticas no campo da segurança como questões econômicas, ambientais, de direitos humanos e a migração. Já o aprofundamento da agenda dos estudos sobre segurança significa considerar como sujeito da segurança (o que dever ser protegido) não somente o Estado, mas também os seres humanos, o meio ambiente, as sociedades e a ordem internacional (regional ou global).

Com o final da Guerra da Fria e o desmembramento da então União Soviética parecia ser o Fim da História e período que indicava o capitalismo como modelo vencedor como sinalizava Francis Fukuyama. O sistema

geopolítico que passou a vigorar foi o unipolar sobre a hegemonia dos Estados Unidos e expandiu sua zona de influência para o Leste Europeu, Oriente Médio e Ásia. Nos dias atuais, tal ordenamento geopolítico é questionado por diversos atores, em especial China e Rússia, que buscam alternativas em prol de maior autonomia e redimensionar o poder relativo através da formação de blocos econômicos como União Europeia, Mercosul, BRICS, entre outros.

A agora Rússia, passou por um grande choque econômico com o governo Yeltsin, com a privatização do setor público; da abertura e desregulação dos mercados; da liberação dos preços e da política de controle fiscal e monetário. Os resultados econômicos desta experiência foram temerários, e suas consequências sociais foram profundas e catastróficas.

Com a perda de relevância do país no cenário mundial e uma autoestima da população de dilacerada com perda do poder econômico pois o salário real da população caiu 58%, o número de pobres cresceu de 2% para 39% e, finalmente, o coeficiente de Gini (que mede o nível de desigualdade), que era de 0,2333 em 1990 passou para 0,401, em 1999 (FIORI, 2017). O então primeiro-ministro Putin, encontra um contexto favorável para reavivar a moral da nação e catapultar sua carreira política. A Guerra na Chechênia foi o pretexto ideal para evocar a retórica da soberania e em especial proteger as extensas reservas de petróleo da região.

A construção da soberania esteve a priori muito ligada à conformação da fronteira. Assegurar que o território habitado por um conjunto de cidadãos, fomento de uma unidade e a constituição de um sentimento de pertencimento identitário formam a base para a soberania de um país e que a longa linha de limites fosse fechada por meios pacíficos, através de arbitramentos ou de acordos bilaterais perfeitamente negociados, aprovados e ratificados.

Essa narrativa que evoca a soberania e o direito de uso sobre seu território tem um componente realista dentro da teoria de Relações Internacionais. Uma vez o elemento central está no poder e como ele é projetado pelo Estado no cenário internacional. Morgenthau (2003) destaca três tipos de interesse pelo poder: manutenção do poder ou status quo em situação de aparente equilíbrio

ou sem atores no momento com condição de mudar a balança de poder; o imperialismo quando existe condição militar, econômica e cultural e por fim o poder pelo prestígio vertente que se sobressai à medida que um Estado detém o apogeu sobre determinada variável ou dimensão sobre seus pares.

Portanto, entender as dimensões do confronto entre Rússia e Ucrânia se faz pertinente uma vez que essa guerra pode reverberar além dessas fronteiras e envolver novos temas no debate, como segurança energética, cooperação internacional e reordenamento de forças no xadrez no geopolítica. Em relação ao mote principal desse artigo, o nível de dependência da Europa do fornecimento de gás russo e a relativa falta de alternativas para além de retiradas mais rápidas de armazenamento e esforços para atrair mais cargas do mercado global de GNL (devido ao declínio da produção europeia de gás e ao facto de as importações de gasodutos da Noruega, Norte de África e Azerbaijão já terem aparentemente atingido níveis máximos) (OXFORD, 2022). Esse grau de incerteza, suscita questionamentos de natureza: como será a relação entre Rússia e União Europeia, com o incremento das sanções? Quais serão as novas rotas de gás e petróleo se permanecer essa tensão? Essa guerra pode catalisar ou frear a transição energética para uma economia de baixo carbono?

O uso realismo se faz pertinente e ainda mais se tratando da geopolítica pois como argumenta Fernandes (2009) o realismo busca apresentar uma teoria sobre a política internacional e tem uma preocupação teórica com a natureza humana e com os fatos tais quais se apresentam, com o Estado sendo imagem e semelhança das pessoas. Já Morgenthau (2003) parte da ideia de um realismo político no qual política e sociedade em geral são organizados por leis objetivas que refletem a natureza humana, sendo esta imutável pautada pelo interesse próprio e egoísmo, pela busca da sobrevivência e segurança. Além disso, interesses definidos em termos de poder e existe um afastamento das motivações e sobre as preferências ideológicas. Portanto, podemos extrair certo entendimento do motivo que a Rússia adota um modelo que contraria os seus pares no debate internacional, em uma ideia que os fins justificam os meios, no qual a busca por desenvolvimento econômico tem prioridades frente às outras

demandas mesmo que isso possa resultar em crises no longo prazo. A partir dessa abordagem teórica se faz necessário uma contextualização do momento atual e a condução da política externa e trazer o conceito de Segurança Humana para enriquecer o debate sobre segurança e combustíveis fósseis.

Por isso, inserir a Escola de Paris da Segurança Humana nessa contextualização se faz pertinente, uma vez que existe uma grande tensão no Brasil frente a expansão da mineração e consequentemente uma aceleração do desmatamento ilegal nessas áreas. Segundo Oliveira (2009) essa corrente teórica trabalha com dois componentes de liberdade, a primeira a liberdade de ameaças que prejudicam direitos, segurança e a vida das pessoas, estabelecendo a necessidade de ser livre do medo da violência física, do indivíduo ser livre do medo (freedom from fear), de crimes e guerras e a segunda, a liberdade de necessidades (freedom from want), de acesso à saúde, de acesso econômico e a ambiente estável. Essa abordagem traz uma perspectiva abrangente para a segurança, trazendo os elementos da segurança econômica, alimentar, saúde, ambiental, pessoal, comunitária e política. Partindo desse pressuposto, é possível categorizar a situação russa passível de receber uma intervenção seja de outro Estado ou Organismo Internacional, que podem se subsidiar da prerrogativa da responsabilidade de proteger presente na Segurança Humana.

Para contextualizar, após a crise na Ucrânia em 2014 que contava com um governo mais voltado para a zona de influência russa mas existia um forte movimento interno em prol da maior proximidade com a Europa Ocidental. A deposição apoiada pelos governos dos EUA (especialmente democratas), inflamou um sentimento ucraniano para se afastar dos interesses russos e alimentou intenção de adentrar na OTAN. Como contra-ataque, o Governo Putin decidiu apoiar regiões separatistas, de maioria russo-étnica, nos territórios de Donetsk e Lugansk (regiões de Donbass) e na Criméia, e mesmo com ressalvas, assinaram os acordos de Minsk de cessar-fogo, com o governo ucraniano e com a Rússia, em setembro de 2014. Com o recrudescimento do conflito, e o tensionamento internacional entre Rússia e EUA/OTAN, sistematicamente o

governo ucraniano, instigado especialmente pelos EUA vêm forçando uma narrativa de "reconquista" e ofensiva sobre os territórios do Donbass nos últimos anos. Em dezembro de 2021, a disputa tomou uma escalada de pré-conflito aberto, situação que tomou proporções de tensões militares como não vistas desde o fim da Guerra Fria na Europa.

Entre os teóricos e analistas existia a sensação que até aquele momento era utilizado o método de negociação de escalar para desescalar, ou seja, elevar a tensão em partes para se chegar a um acordo mais rápido. No entanto, como estamos somos tomados pelas relações humanas e por mais racional que sejamos, em certos momentos, situações podem fugir do controle e centelha o início de uma guerra.

Por mais que guerra em um primeiro momento fosse improvável, existem atores com diferentes agendas e interesses que podem ganhar terrenos com tais conflitos e acessar novos mercados ou expandir o raio de influência. Em razão disso, na próxima seção o debate sobre o papel da segurança energética e os players envolvidos nesse mercado de petróleo serão importantes para entender essas movimentações geopolíticas.

2. SEGURANÇA ENERGÉTICA, GEOPOLÍTICA E MERCADO DE GÁS

A Agência Internacional de Energia (2022), indica que a União Europeia importou 155 mil milhões m3 de gás natural diretamente da Rússia, o corresponde a quase 40% do total de importações, o que coloca o bloco em difícil poder de barganha na ocorrência de conflitos. A principal vantagem dessa parceria se deve a facilidade relativa para construção de gasodutos entre as partes e as grandes reservas russas da matéria prima, ou seja, permite uma amortização dos gastos com infraestruturas além de garantir um fornecimento por longos anos se não houver problemas estruturais ou políticos.

Para a Rússia, esse tipo de contrato é importante pois garantem reservas internacionais (divisas) ao país e protege de certa forma de possíveis sanções, vide o processo imposto após a anexação da Criméia em 2014. Por mais que a economia russa tenha sofrido impacto, por conta do gás ser uma commodity

essencial para comércio internacional o seu fluxo não diretamente impactado e em momentos de tensionamento das relações, a Rússia tem a opção de redirecionar seus produtos para China, Japão e outros países da Ásia.

A Ucrânia sempre jogou com essa posição estratégica entre Europa e Rússia para obter vantagens, ora da Europa, ora da Rússia. Tem uma diplomacia pendular. No entanto, também dependeu do gás russo e sempre quis pagar mais barato por ser aliado da Rússia e ser o elo do gasoduto entre exportador e importador. Quando a Ucrânia tendeu para o Ocidente em 2014 e recebeu recursos da OTAN, a Rússia aumentou os preços do recurso e em contrapartida, os ucranianos passaram a desviar parte do que iria para Alemanha e França (LEÃO, 2022).

Para enfrentar esse obstáculo, o governo russo propôs a criação do gasoduto Nord Stream 2, que conecta os campos de produção russos à Alemanha através do Mar Báltico. Esse instrumento poderia diminuir os riscos frente amenidades crescentes na região e garantir segurança energética para a Alemanha, uma vez que país estava em processo de descomissionar o seu parque de usinas nuclear por forte pressão popular frente aos acidentes de Fukushima, além de enfrentar avanço do partido verde no parlamento alemão e com forte poder de agenda na política local, por isso Merkel teve um papel importante para equalizar esses diversos interesses no internacional e nacional.

Essa abordagem pode ser explicada pela Teoria da Escolha Racional, uma vez que o ator busca maximizar a sua utilidade esperada, ou seja, dado um conjunto de preferências e um número de possíveis decisões esse ator optará por aquela que aumenta o benefício esperado (DE MESQUISTA, 2009).

Entender essas interferências na política e como agir em prol de determinado fim, se faz necessário aprofundar a correlação entre a política interna e política externa para discernir sobre as movimentações e articulações do país, em uma agenda que atende os interesses dos cidadãos locais e que sofre validação a cada eleição mas também em contrapartida coabita com os interesses internacionais que tem a finalidade de obter maior relevância e poder

relativo sobre os seus vizinhos e presença no contexto geopolítico. Por isso, estudar a atuação de um país sob à luz da teoria do jogo de dois níveis traz um arcabouço fundamental para estruturar o *modus operandi* dos países e suas sensibilidades aos efeitos locais e externos na condução da sua política. A política doméstica e a política externa com frequência são altamente vinculadas no sentido de que a diplomacia é uma política de Estado. Entretanto, quando os líderes nacionais devem obter as ratificações (formais ou informais) dos membros de seus parlamentos para um acordo internacional, seus comportamentos em negociações refletem os imperativos simultâneos tanto de um jogo de política doméstica quanto de um jogo de política internacional. (PUTNAM, 2010).

No entanto, como a política internacional é movida por diversos atores, os Estados Unidos não receberam com bons olhos esse fortalecimento de laços entre Alemanha e Rússia. Primeiro que os estadunidenses têm interesse em exportar GNL e o continente europeu seria a primeira opção de mercado para escoar esse excesso de oferta.

Do ponto de vista geopolítico, existe uma nova disputa para quem vai ter "controle" sobre o Heartland. Em 1919, o geógrafo Mackinder postulou sobre o poder terrestre e o papel da região pivô que está localizada na eurásia, pois o fato da privilegiada posição geoestratégica de quem dominasse essa imensa massa terrestre iria desempenhar protagonismo nas relações internacionais em posse do "espaço vital". Por tal motivo, Mackinder resguardou preocupações de uma posição aliança entre Alemanha e Rússia.

Fato é que Rússia e Alemanha, em momentos diferentes na história, têm a pretensão de controlar o Heartland. A Rússia em certa medida tenta reeditar essa trajetória e o gás tem um papel importante nesse contexto. De outro lado, como alertou os outros países devem dissuadir essas iniciativas. Antigamente foi pela pulverização dos países da Europa, em especial ao leste como o desmembramento da Tchecoslováquia e depois da Iugoslávia. Agora a tática por expandir os Estados membros na OTAN, aliança militar que resguarda a

integridade do outro, ou seja, se um membro sobre algum ataque é dever dos demais ajudar.

Essa configuração geopolítica visa sufocar possíveis arroubos expansionistas da Rússia, no entanto também deixa vulnerável em termos de defesa. Uma vez que grande parte do território russo é conformado por planícies, conjuntura que favorece um possível ataque de agressor. No Império Russo e União Soviético, grande parte das batalhas se davam fora da agora Rússia, quando muito se utilizava a tática dar espaço para ganhar tempo e o contar a ajuda do frio como aliado.

O frio no caso atual pode ser novamente um aliado, uma vez que a Europa registra um inverno mais rigoroso que o habitual devido a uma “quebra" do vórtice polar no Pólo Norte e por conta das mudanças climáticas, os próximos inversos podem ser mais intensos (NATURE, 2022; NATURE, 2020).

Para Fiori (2022), em plena crise energética, pandêmica e inflacionária europeia, só a Rússia tem capacidade imediata de aumentar a oferta do gás que os europeus necessitam para esquentar suas casas, baixar seus custos de produção e recuperar a competitividade de sua indústria, diminuindo o grau de insatisfação de suas populações. Fator pelo qual os países europeus parecem em certa medida serem permissivos com alguns afrontes russos e tentam dissuadir através de sanções econômicas, boicotes e constrangimentos diplomáticos que podem servir mais para controlar a opinião pública que efeitos no longo prazo. E mesmo que utilizada a prerrogativa da responsabilidade de proteger da Segurança Humana, ela pode ser criticada pois em certos casos é utilizada com parcialidade atendendo interesses de outras partes.

Já a Rússia tem mais opções para mover suas peças de xadrez no contexto geopolítico. Expandir mercados para China, Japão e Coreia do Sul para estocar sua oferta. No caso, China estreitar os laços e investir no desenvolvimento da Nova Rota da Seda e deslocar o Heartland a leste, com o objetivo de fortalecer a região da Sibéria e suas pretensões de controlar o espaço marítimo e territorial do Ártico, além de tentar se afastar da zona de influência econômica do dólar e euro.

Essa abordagem, seria uma correção de rota do passado ao olhar demais para o Oeste e em certa negligenciar medida as posições a Leste e inclusive o Território do Alasca para os Estados Unidos por focar demais no poder terrestre e esquecer da importância do poder marítimo na geopolítica.

Uma outra saída para Rússia, seria investir na liquefação do gás e explorar novas rotas marítimas para fazer frente ao Catar e Estados Unidos, inclusive reativar o projeto de construção de Canal da Nicarágua e reduzir a zona de influência na América Central.

Para a Europa, no curto prazo existe a tendência do aumento dos preços do gás, mas, contudo, uma oportunidade para acelerar um processo de transição energética nos países para preservar sua Segurança Energética. A França, por exemplo, já emitiu sinais que quer incrementar seu parque de usinas nucleares, o que reacende o debate para possíveis e possíveis usos bélicos.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho buscou contextualizar e analisar os fatos contemporâneos no que tange a geopolítica da Rússia e em especial pelo caráter estratégico das reservas de petróleo e gás. Por conta da proximidade do objeto em questão do estudo, se optou por uma breve contextualização do papel da energia na modificação estrutural dos países, para depois partir para avaliação conjuntural e suas implicações. Importante ressaltar que esse momento da história vai trazer uma série de desdobramentos e em especial reordenamento de forças, possivelmente a enfraquecimento de uma hegemonia para dividir forças com potências em sistema multipolar. A disputa de narrativas se torna ferramenta importante para se tentar o controle sobre os fatos, portanto é necessário buscar entender a dimensão holística dos acontecimentos para obter um encadeamento e materialidade da situação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DE MESQUITA, B. B. (2009). Foreign Policy Analysis and Rational Choice Models.International Studies Association Compendium Project Paper.

FIORI, J. O papel do petróleo e do gás no passado e futuro estratégico da Rússia. INEEP. 2017.

FERNANDES, José. Teorias das Relações Internacionais: da abordagem clássica ao debate pós-positivista. Coimbra: Gráfica de Coimbra. 2009.

IEA. Oil Stocks of IEA Countries. 2022. Disponível em: https://www.iea.org/articles/oil-stocks-of-iea-countries

IEA. A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas Disponível em: https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas

IPCC. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2019. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>

LEÃO, R. A questão energética na crise Rússia e Ucrânia e a frágil posição européia. 2022.

MORGENTHAU, HANS. A Política entre as Nações. Brasília: UnB/IPRI. 2003.

Nature. Changes in Northern Hemisphere temperature variability shaped by regional warming patterns. 2020

Nature. Compound changes in temperature and snow depth lead to asymmetric and nonlinear responses in landscape freeze–thaw. 2022

OLIVEIRA, Ariana. (2009) O fim da Guerra Fria e os Estudos da Segurança Internacional: O Conceito de Segurança Humana. Aurora, ano 3, n. 5. Disponível em:https://www.marilia.unesp.br/Home/RevistasEletronicas/Aurora/OLIVEIRA.pdf

OXFORD. The Russian invasion of Ukraine and China's energy markets. 2022

OXFORD. Russia-Ukraine crisis: Implications for global oil markets. 2022. Disponível em:

https://www.oxfordenergy.org/publications/russia-ukraine-crisis-implications-for-global-oil-markets/

PUTNAM, Robert. Diplomacia e política doméstica: a lógica dos jogos de dois níveis. Rev. Sociol. Polit. vol.18 no.36 Curitiba 2010;

RIFKIN, J.. A Era do Hidrogênio. São Paulo: Makron Books, 2004.

ROTHCHILD, Emma. What is security? Daedalus.124. n3(Summer 1995):53 (46).

UNFCCC. The Paris Agreement. 2015. Disponível em <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php> Acesso em 20 Junho 2020

WALT. STEPHEN. Who Will Save the Amazon (and How)? Disponível em: https://foreignpolicy.com/2019/08/05/who-will-invade-brazil-to-save-the-amazon/

WALT, Stephen M. Theory and Policy in International Relations. Annual Review of Political Science, Palo Alto, California v. 8 , Annual Reviews, p. 23-48, 2005b.

WALT, Stephen M. International Affairs and the Public Sphere. Social Science Research Council , 2011. Disponível em: <http://publicsphere.ssrc.org/walt-international-affairs-and-the-public-sphere/>.

Waltz, K. N. (1996). International politics is not foreign policy. Security Studies, 6(1), 54-57.

WELZER, Harald. Guerras Climáticas: Por que mataremos e seremos mortos no século 21. Geração Editorial. 2010

SEGURANÇA ENERGÉTICA E O ORDENAMENTO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM RORAIMA

Maria Conceição de Sant'Ana Barros Escobar[1]; Jose Marcos Salgado Vital[1]

[1]*Universidade Federal de Roraima*

RESUMO

O Estado de Roraima possui uma população de 652.713 habitantes, distribuída por 15 municípios. Roraima integra o Sistema Isolado - ISOL e o fornecimento de energia elétrica é na sua maior parte gerado por fonte diesel, distribuída pela Roraima Energia, a partir do processo de desestatização das empresas do Grupo Eletrobras em 2018, com a desconexão com a Venezuela em março de 2019. Visando garantir a segurança energética desta unidade da federação foi realizado o Leilão Nº 001/2019 para suprimento de Boa Vista e das cidades conectadas. O licenciamento foi realizado pelo órgão estadual e algumas usinas encontram na fase de teste e início da operação.

Palavras-chave: Leilões para Sistemas Isolado; Empreendimentos de Geração; Recursos Naturais.

ABSTRACT

The State of Roraima has a population of 652,713 inhabitants, spread over 15 municipalities. Roraima is part of the Isolated System - ISOL and the electricity supply is mostly generated by diesel, distributed by Roraima Energia, from the privatization process of the Eletrobras Group companies in 2018, with the disconnection with Venezuela in March 2019. In order to guarantee the supply of this unit of the federation, an Auction Nº 001/2019 was held to supply Boa Vista and the connected cities. The licensing was carried out by the state agency and some plants are in the test phase and start of operation.

Keywords: Auctions for Isolated Systems; Generation Enterprises; Natural resources

1. INTRODUÇÃO

O estado de Roraima está localizado no extremo norte da Amazônia Legal com fronteiras com a República Bolivariana da Venezuela e com a República Cooperativista da Guiana, além de divisas com os estados do Pará e Amazonas. O estado é o menos populoso do país, com uma população de 652.713 habitantes, segundo estimativas de 2021 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2022), distribuída por 15 municípios, mas com forte concentração na capital, demandando grande parte da energia fornecida. Roraima integra um Sistema Elétrico Isolado (ISOL).

Desde 2018 a distribuição de energia elétrica é realizada pela Roraima Energia. A energia gerada em maior volume pela Oliveira Energia, utilizando unidades à diesel para suprir Boa Vista e cidades conectadas (Mucajaí, Iracema, Caracaraí, Rorainópolis, São Luiz, São João da Baliza, Alto Alegre, dentre outras). Em Caroebe opera a PCH Jatapú de 10MW. As demais localidades, como as sedes dos Municípios de Amajari, Pacaraima e Uiramutã, além de comunidades ribeirinhas e indígenas isoladas são mantidas por geração individual ou ainda não desfrutam desses serviços.

Desde 7 de março de 2019, quando Roraima deixou de ser suprida pelo Sistema Elétrico Venezuelano, a fonte preponderante de energia é o óleo diesel. Convém ressaltar, que desde 2001, o estado importava energia daquele país por meio de Contrato entre a CVG Edelca - Eletrificación del Caroní e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Eletronorte, para fornecimento durante 20 anos. A energia era transportada do Sistema Guri_Macágua, por meio de uma linha de Transmissão em 230kV, de Santa Elena de Uiaren até Boa Vista, com capacidade para 200MW. Desde 2011, houve necessidade de complementação térmica, devido à instabilidade do sistema elétrico venezuelano (CGU, 2021).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a realização de leilões para expansão da oferta de energia elétrica foi um mecanismo introduzido na reforma do setor elétrico brasileiro e consolidado com a efetiva participação de várias instituições, inclusive a própria EPE, sendo os mesmos, os pilares do arranjo institucional introduzido em 2004 (EPE, 2019).O planejamento do

atendimento dos Sistemas Isolados é regido pela Portaria MME nº 67 de 1º de março de 2018, que estabelece as condições para contratação de Solução de Suprimento, na modalidade de Leilão, para o "atendimento aos mercados consumidores das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica" (BRASIL, 2018). Essa portaria prevê também, o envio anual das propostas de planejamento pelas distribuidoras para análise da EPE. Os resultados dessa avaliação no ano de 2018 foram publicados no "Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados, Horizonte 2023" (EPE, 2018), que apontou as necessidades de contratação de geração em cada localidade nesse horizonte, incluindo Roraima.

O 1º Leilão do Sistema Isolado para Suprimento de Boa Vista e localidades conectadas ou Leilão de Geração, resultou numa contratação de nove empreendimentos, totalizando 293,87 MW, sendo 8 (oito) na modalidade de potência, por um período de quinze anos e 1(um) na modalidade potência e energia por um período de sete anos. As fontes de geração de energia foram variadas, resultando em 7(sete) fontes renováveis (biomassa, óleos vegetais) e não renováveis (gás natural e diesel) e sistemas híbridos (EPE,2019). Os "Leilões de Potência", diferentemente dos "Leilões de Energia" contratam usinas dedicadas ao atendimento dos picos de potência pelo sistema (CANAL ENERGIA, 2020).

O objetivo deste artigo foi caracterizar como se deu o ordenamento do Licenciamento Ambiental para a geração de energia elétrica para Roraima, a partir do Leilão Nº01/2019, observando-se a segurança energética e o manejo dos recursos naturais locais disponíveis.

2. RORAIMA NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL

A Política Energética Nacional tem princípios e objetivos fundamentados pela Lei nº 9.478/1997, de 6 de agosto de 1997 e por suas alterações posteriores. Dentre eles, destacam-se principalmente: promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos; proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia; identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País; utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis (BRASIL, 2021).

A EPE desenvolveu diversos estudos sobre o fornecimento de energia elétrica a Roraima que possibilitaram a definição das diretrizes para o Leilão Nº001/2019, sendo este, o primeiro realizado após a implantação das alterações introduzidas pelo Decreto n. o 9.047/2017, que substituiu os Projetos de Referência, então elaborados pelas distribuidoras, pelas Propostas de Solução de Suprimento, elaboradas pelos agentes interessados, aproximando um pouco mais os leilões para sistemas isolados dos leilões do SIN (BRASIL, 2017). Tais estudos consideraram as incertezas envolvidas à época, tais como: recursos energéticos locais, continuidade do fornecimento pela Venezuela e prazos de interligação ao SIN. Ainda segundo o Informe da EPE, “uma questão relevante para o Leilão foi a capacidade de escoamento do sistema elétrico de Roraima” (EPE, 2019). No Leilão de Nº001/2019 a data estabelecida para início do suprimento foi 28 de junho de 2021, porém nem todos os empreendimentos entraram em operação.

3. GERAÇÃO DE ENERGIA, RECURSOS NATURAIS E LICENCIAMENTO AMBIENTAL

O setor elétrico é composto de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. De um modo geral todas essas atividades produzem impactos ambientais em toda a sua cadeia de processamento e transformação, isto é, desde a captura de recursos naturais até os usos finais pelos mais variados tipos de consumidores. A geração ou produção de energia elétrica envolve todo o processo de transformação de uma fonte primária, isto é, um recurso natural em eletricidade, que é a forma secundária da energia. A fonte primária, classificada em renováveis e não-renováveis é responsável por uma

parte bastante significativa dos impactos ambientais, sociais, econômicos e culturais dos sistemas de energia elétrica (REIS; CUNHA, 2006).

Recurso Natural pode ser definido como qualquer elemento ou aspecto da natureza que esteja em demanda, seja passível de uso ou esteja sendo utilizado direta ou indiretamente pelo homem, como forma de satisfação de suas necessidades físicas e culturais em qualquer tempo ou espaço (VENTURI, 2020). Um recurso natural quando substituído a uma taxa que é pelo menos tão rápida quanto é usada, mesmo que tenha capacidade para se renovar e ser colhido indefinidamente nas condições certas, pode ser convertido em um recurso não renovável se sujeito a uma super exploração (PARK, 2011 *apud* VENTURI, 2017). Os recursos naturais locais disponíveis, são a biomassa da Acácia Mangium e o óleo vegetal produzido a partir da palma do dendê. Os demais produtos, como óleo diesel e gás natural vem outras origens, transportados via terrestre, passando pela BR 174.

No Brasil, o licenciamento ambiental demonstra as relações de poder existentes entre os diferentes atores, com o domínio de uma visão voltada para o dito desenvolvimento das possibilidades de uso do Planeta. Através da injustiça social com as minorias, sustenta-se o modelo atual que vivemos, sendo esta apenas uma das opções (BETTENCURT, 2017).

Em Roraima, essas relações entre um empreendimento de grande porte e o licenciamento ambiental se dá principalmente envolvendo os direitos indígenas, citando como exemplo o projeto de construção da hidrelétrica de Cotingo, na Terra Indígena Raposa Serra do Sol e a passagem da linha de Transmissão de 500kV pelas Terras indígenas dos Waimiri Atroari para interligar Roraima ao Sistema Integrado Nacional-SIN. Dentre os empreendimentos do Leilão 001/2019, destacam-se as relações entre os povos indígenas da Região da Serra da Lua, local de implantação das UTE's Bonfim e Cantá, que possuem um Protocolo de Consulta dos Povos Indígenas (CIR, 2019).

Com um marco regulatório definido e legislações que disciplinam as questões ambientais, no Brasil existem instrumentos diretamente relacionados com a questão socioambiental para a implantação e operação de um

empreendimento, destacando-se: Licenciamento ambiental e outorga de usos de recursos hídricos.

A competência para o Licenciamento Ambiental é em geral dos órgãos ambientais municipais e estaduais. No caso de um empreendimento com significativo impacto ambiental em âmbito nacional ou regional, ou de empreendimentos que atingem território de dois ou mais estados da federação, que envolvendo áreas indígenas e demais casos definidos na Resolução 237/97 do CONAMA, o licenciamento é feito pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente – IBAMA.

Conforme a Resolução nº 237/97 do CONAMA (BRASIL,1997) o processo de licenciamento envolve três etapas:

1. Licença prévia que representa uma aprovação preliminar do projeto;
2. Licença de instalação que autoriza o início da implantação do projeto;
3. Licença de Operação, que autoriza, o início da atividade e o funcionamento dos equipamentos de controle de poluição, de acordo com os previsto nas licenças prévias e de instalação.

Em Roraima, a Fundação Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos - FEMARH não possuía legislação específica para esse tipo de empreendimento e adotou a legislação federal. Em 8 de agosto de 2019, o Governo de Roraima emitiu o Decreto Nº 27.377-E de 08/08/2019 (RORAIMA,2019), que dispõe sobre *a* regulamentação, atribuição e competência do licenciamento ambiental no Estado. O licenciamento das soluções de suprimento relativas ao Leilão de 2019 é coordenado pela FEMARH e acompanhado pelo Ministério Público Estadual. Foi constituída então uma Comissão Interinstitucional de regulação, fiscalização e controle do licenciamento ambiental das empresas vencedoras do leilão para fornecimento de energia elétrica do Leilão nº 01/2019-ANEEL, conforme Decreto Nº 27.324-E de 22 de julho de 2019 (DOERR,2019), atualizada posteriormente pelo Decreto Nº 31.279-E de 22 de novembro de 2021(PODER EXECUTIVO DE RORAIMA, 2022).

3.1 Situação atual do Processo de Licenciamento

Dos nove (9) empreendimentos, seis (6) encontram-se em operação com a respectiva LO e três (3) estão em fase de instalação, sendo estes, a UTE Baliza e a UTE Forte São Joaquim, e a UTE ENERPLAN. As linhas de transmissão de uso restrito relativas aos empreendimentos foram licenciadas em separado. Os licenciamentos dos empreendimentos não envolveram o licenciamento da cadeia produtiva dos combustíveis e seu transporte. As produções de biocombustíveis pela BBF e pela Palmaplan foram licenciadas em épocas anteriores ao citado leilão. Assim como a produção e o manejo das acácias, que remontam aos anos 90 com a finalidade de produção de celulose.

O Mapa da Figura 1 demonstra a distribuição espacial dos empreendimentos nos municípios do Estado de Roraima. No Município de Boa Vista concentram-se a maior quantidade dos empreendimentos, diversificando as fontes além do diesel, o gás natural, a biomassa e o híbrido biocombustível com biomassa. Nos limites entre os Municípios de Bonfim e de Cantá, a fonte biomassa, nos Municípios de São João da Baliza e Rorainópolis prepondera o biocombustível a partir da palma do dendê.

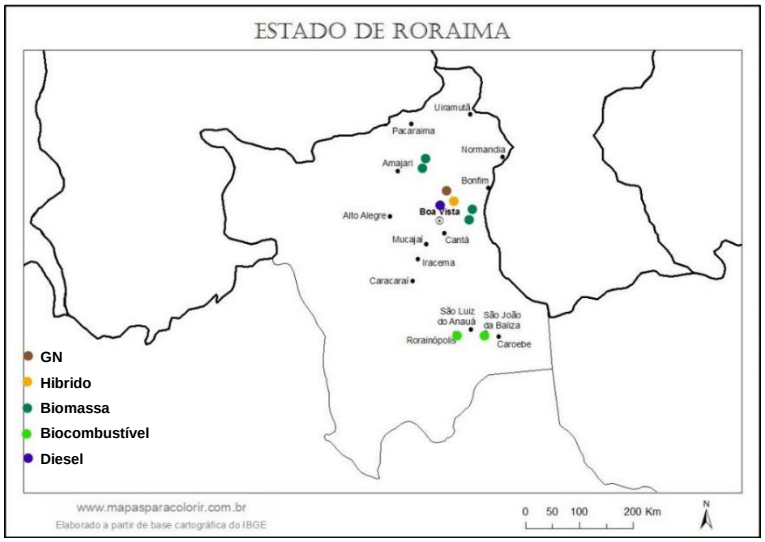


Figura 1 – Mapa demonstrativo da Distribuição dos empreendimentos por fonte (s/escala) no Estado de Roraima

O Quadro 1, apresenta dados que demonstram a posição do licenciamento dos empreendimentos conforme o Relatório de Monitoramento (FEMARH, 2022).

Quadro 1 – Demonstrativo dos Licenciamentos para fornecimento de energia no Estado de Roraima

Interessado Usina	Fonte	Potência	Município	Processo	Licença
AZULÃO ENERGIA UTE Jaguatirica II	Gás Natural	126,29 MW	Boa Vista	0714/19-01	Lic. de Operação Nº135/21/DLGA
BBF C UTE Forte São Joaquim	Biocombustível	56,22 MW	Boa Vista	1813/19-01	Lic. de Instalação Nº 080/20/DLA
OLIVEIRA UTE Monte Cristo	Óleo Diesel	42,20 MW	Boa Vista	0482/20-01	Lic. de Operação Nº 054/18/DLA
BBF UTE Baliza	Biocombustível	17,62 MW	S. J. Baliza	1854/08-01	Lic. de Instalação Nº 048/17/DLA
ENERPLAN B UTE	Biocombustível	11,49 MW	Rorainópolis	1716/19-01	Lic. de Instalação Nº 040/20/DLA
UNIAGRO/OXE UTE Bonfim	Biomassa	10 MW	Bonfim	1419/18-01	Lic. de Operação Nº 013/22/DLAIIS
UNIAGRO/OXE UTE Cantá	Biomassa	10 MW	Cantá	1418/18-01	Lic. de Operação Nº 011/22/DLAIIS
UNIAGRO/OXE UTE Jacitara	Biomassa	10 MW	Boa Vista	0489/19-01	Lic. de Operação Nº 012/22/DLAISS
UNIAGRO/ OXE UTE Santa Luz	Biomassa	10 MW	Boa Vista	0490/19-01	Lic. de Operação Nº 010/22/DLAIIS

Fonte: FEMARH, 2022

A concepção da UTE Jaguatirica II prevê a utilização das reservas de gás natural no Campo de Azulão, situado na Bacia do Amazonas, Estado do Amazonas e seu processo de geração será do tipo ciclo combinado, composto por 1 turbinas a gás, 1 caldeira de recuperação de calor e 1 turbina a vapor, com capacidade instalada de 126,29 MW (ENEVA, 2019). Não existe gasoduto e o gás será transportado na forma de Gás Natural Liquefeito-GNL percorrendo cerca de 1000km de Silves até Boa Vista, pela BR 174.

Quanto à operação da UTE Forte São Joaquim, esta utilizará o óleo vegetal bruto, comercializado livremente no mercado (*commodity*) em motores de combustão interna. A usina será composta por 6 grupos geradores com potência nominal de 9,37 MW totalizando em 56,217 MW de potência instalada, mas que considerando a disponibilidade, o consumo interno e as perdas técnicas, resultam em 51, 420 MW (BBF, 2020).

A usina termelétrica de Monte Cristo tem uma capacidade instalada de 136,5MW. No que tange a carga comprometida como leilão, a Oliveira Energia segregou uma parte da usina com capacidade instalada de 42,20 MW, que será interligada ao barramento de Sucuba (OLIVEIRA ENERGIA, 2020).

Com relação, à UTE Baliza, a BBF, após exposição, solicitou a alteração de potência da Licença de Instalação – LI Nº048/17/DLA com capacidade de 9,8 MW para 17,616 MW, acrescentando uma potência de 7,816 MW com Grupos Geradores movidos à óleo vegetal, cuja Resolução Autorizativa nº8050, foi emitida em 6 de agosto de 2019, sob o regime de autoprodução de energia elétrica (ANEEL, 2019).

A UTE Palmaplan, compreende a instalação de unidades geradoras à biocombustíveis, com potência instalada de 11,49MW e as usinas dos complexos Serra da Lua (Bonfim e Cantá) e do Complexo Jacitara (Pau Rainha e Santa Luz), totalizando 40MW, consomem biomassa.

4.SEGURANÇA ENERGÉTICA

A Segurança Energética (SE) foi definida pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), que atua em cerca de 170 países e

territórios, ajudando a erradicar a pobreza, reduzir as desigualdades e a exclusão e construir resiliência para que os países possam sustentar o progresso, como uma disponibilidade continua de energia, de formas variadas, em quantidades suficientes e com preços viáveis. A SE deve ser reconhecida como segurança de agregados humanos e está inserida nos estudos sobre conflitos ambientais orientada pela discussão dos problemas tanto de escassez quanto de abundância dos recursos naturais (SILVA, 2017).

A segurança energética de Roraima a partir do Leilão N01/2019 poderá ser avaliada por três maneiras: 1) Se o processo de licenciamento atrasa o cronograma de obras; 2) Se a disponibilidade de potência atende à demanda incluindo a capacidade do sistema elétrico de escoamento; 3) Se os recursos naturais (fontes locais) de biomassa e biocombustíveis garantem o suprimento pelo tempo contratado, incluindo a logística.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para gerar energia um recurso natural energético é demandado como fonte, sendo ela renovável ou não. O fator tempo é muito importante, pois estabelece os limites no uso dessas fontes e podem determinar a sustentabilidade de um empreendimento. A origem desses produtos, como o seu armazenamento fazem muita diferença na garantia e continuidade de fornecimento de energia elétrica, num sistema isolado, como é o caso de Roraima.

Considerando o resultado do Leilão Nº001/2019 para atender Boa Vista e cidades conectadas, mesmo que a quantidade de potência disponível seja suficiente para atender à demanda, o atraso no cumprimento do cronograma por parte das empresas durante o licenciamento e implantação dos empreendimentos, podem comprometer a segurança energética estadual. Até que todos os empreendimentos sejam implantados, os parques térmicos à diesel devem permanecer em operação. O impacto nos recursos naturais utilizados em especial a biomassa vegetal utilizada, dependerá da velocidade do consumo, do manejo e da sua reposição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL**.** Resolução Autorizativa nº8050 de 9 de agosto de 2019.

BETTENCOURT, Marcia Pires da Luz. Produção de energia elétrica e licenciamento ambiental: cidadania no Brasil em tempo de crise ecológica. Rio de Janeiro, UFRJ/IBICT, 2017.

BBF. AMBIENTAL NORTE. Relatório de Impacto Ambiental. UTE Híbrido Forte São Joaquim. 2020.

ENEVA. Relatório de Impacto Ambiental. RIMA. 2019.

BRASIL. ANEEL. Leilão nº 01/2019. 16 de janeiro de 2020. Disponível em **<**https://www.gov.br/prf/pt-br/assuntos/pasta-leiloes/estados/sao-paulo/anexo-do-edital-de-leilao-01-2019.pdf/view >, acesso em 16 de setembro de 2021.

_____.CGU. SFC. Relatório de avaliação (821855): Eletronorte, MME, Funai, IBAMA, Aneel. Exercícios 2020-2021. Brasília, 23 de dezembro de 2021.

CONAMA. Resolução 237/97. 19 de dezembro de 1997. Disponível em < https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/download/CONAMA%20237_191297.pdf>, acesso em 16 de setembro de 2021.

_____. MME. Portaria nº 67/2018, 1 º de março de 2018. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria_n_67-2018.pdf>, acesso em 16 de setembro de 2021.

_____. Portaria nº 341, de 11/09/2020. <Disponível em >, acesso em 16 de setembro de 2021.

_____. Lei nº 9.478/1997. Disponível em <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=838327&filename=LegislacaoCitada+-PL+11/2011>, acesso em 16 de setembro de 2021.

CANAL ENERGIA. Leilão de Potência Elétrica, uma reflexão necessária. Planejamento da expansão.9/10/2020. Disponível em <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53150200/leilao-de-potencia-eletrica-uma-reflexao-necessaria>, acesso em 1 de maio de 2022.

CIR.COMUNIDADES DA SERRA DA LUA. Protocolo de Consulta dos Povos Indígenas da Região da Serra da Lua. Aprovado na 45ª Assembleia Regional das Lideranças em 10/12/2019.

FEMARH. Diretoria de Licenciamento Ambiental. Relatório de Monitoramento. Boa Vista, 2022

DOERR. Decreto Nº 27.324-E de 22 de julho de 2019. Edição Nº. 3522. Pág.5 Boa Vista, segunda-feira, 22 de julho de 2019. Disponível em <https://www.imprensaoficial.rr.gov.br/app/_visualizar-doe/>, acesso em 3 de junho de 2022.

EPE. Informe: Sistemas Isolados. EPE .31/05/2019. Disponível em < https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resultado-do-leilao-de-roraima>, acesso em 25 de maio de 2022.

EPE. Relatório de planejamento para atendimento de sistemas isolados, horizonte 2023 – ciclo 2018. Disponível em < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-de-planejamento-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-horizonte-2023-ciclo-2018 >, acesso em 3 de junho de 2022.

IBGE. Brasil/Roraima. População. Disponível em <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rr/panorama>, acesso em 27 de maio de 2022>

OLIVEIRA ENERGIA. Estudo de Impacto Ambiental (EIA) – UTE Monte Cristo. Boa Vista. RR, 2020.

PARK, C. Dictionary of environment and conservation. 3 ed. Oxford: Oxford University Press, 2011.

PODER EXECUTIVO. Antônio Danarium. Governador do Estado de Roraima. Decreto Nº 31.279-E de 22 de novembro de 2021.DOERR. Edição N°: 4085. Boa Vista-RR, segunda-feira, 22 de novembro de 2021. pág.9. Disponível em <https://www.imprensaoficial.rr.gov.br/app/_visualizar-doe/>, acesso em 3 de maio de 2022.

REIS, Lineu Belico dos; CUNHA, Eldis Camargo Neves da. Energia elétrica e sustentabilidade: Aspectos tecnológicos, socioambientais e legais. Barueri: Manole, 2006.

SILVA, Henry Iure Paiva. Segurança energética na América Latina e internacionalização das empresas brasileiras. Revista de Estudos Internacionais (REI), ISSN 2236-4811, Vol. 8 (1), 2017.

VENTURI, L. A. B. Recurso natural: a construção de um conceito. In: Ensaios geográficos. São Paulo: Humanitas, 2008

ESTUDO DE METODOLOGIAS PARA QUANTIFICAÇÃO DA SEGURANÇA ENERGÉTICA E SUA APLICAÇÃO NO CONTEXTO BRASILEIRO

Gabriela Soares de Faria

Universidade de São Paulo

RESUMO

A segurança energética tem se tornado um tema cada vez mais presente na literatura acadêmica. Seu conceito, contudo, ainda é alvo de discussões já que para além da garantia na oferta de energia, a literatura tem apontado a importância da relação com os aspectos socioeconômicos e ambientais. Diante disso, o presente trabalho tem como objetivo demonstrar o status atual da temática de segurança energética através de uma análise bibliométrica. Buscou-se, especialmente, metodologias para mensurá-la dentro do contexto brasileiro. Os resultados demonstram que apesar do avanço das discussões, o tema ainda é pouco debatido na literatura atual, principalmente, considerando pesquisas quantitativas que tentem quantificar o desempenho do país.

Palavras-chave: Segurança Energética; Planejamento Energético; Análise Bibliométrica.

ABSTRACT

Energy security has become an increasingly present topic in academic literature. However, the energy security concepts still generate debate, since, in addition to guaranteeing the supply of energy, the literature has pointed out the importance of the relationship with socioeconomic and environmental aspects. Therefore, the present work aims to demonstrate the current status of the energy security theme through a bibliometric analysis. In particular, methodologies were sought to measure it within the Brazilian context. The results show that despite the progress of discussions, the topic is still little discussed in the current literature, especially considering quantitative research that tries to quantify the country's performance.

Keywords: Energy Security; Energy Planning; Bibliometric Analysis.

1. INTRODUÇÃO

As questões que envolvem a temática de segurança energética têm se tornado cada vez mais relevantes na literatura, já que a energia é necessária para o funcionamento da sociedade no presente e no futuro. Além disso, a temática está relacionada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, mais especificamente com o sétimo objetivo (ODS 7, como é conhecido), que defende o acesso à energia limpa e acessível.

O Brasil foi capaz de diminuir sua dependência de petróleo e carvão ao longo do tempo. Segundo dados disponibilizados pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE, 2021), a oferta interna de energia proveniente de fontes não renováveis recuou em cerca de 3,3% ao ano entre 2015 e 2020. Ao passo que a oferta de fontes renováveis cresceu 2,4% ao ano no mesmo período, com destaque principalmente para os avanços na oferta de energia solar e eólica, segundo a mesma fonte.

Ainda assim, o acesso à energia elétrica ainda não está disponível em algumas regiões do Brasil (MATHYAS A. et al., 2020). Além disso, o país experimentou um aumento significativo nos preços da energia elétrica e dos combustíveis nos últimos anos.

Adicionalmente, mesmo nos lugares em que o acesso de energia elétrica está disponível, destaca-se os diversos problemas gerados por conta da dependência da energia hidrelétrica (uma fonte de energia renovável) frente a escassez de chuvas e o consequente baixo nível nos reservatórios. Episódios que levaram a frequentes medidas de racionalização da água e energia.

A maior dependência de hidrelétricas também se relaciona com o aumento da utilização de gás natural, já que pode existir um aumento da utilização de usinas termoelétricas nos momentos em que as hidrelétricas não podem suprir toda a demanda por energia. Esse avanço da utilização de termoelétricas, por sua vez, pode levar ao aumento das emissões de gases de efeito estufa. Segundo dados da EPE, as emissões de gases de efeito estufa provenientes de óleo diesel, óleo combustível, carvão, e gás natural aumentaram

em cerca de 3,7% ao ano, também, entre 2010 e 2020 no Sistema Integrado Nacional – SIN (EPE, 2021).

Diante do exposto, parte-se do princípio que o conceito de segurança energética está relacionado não somente com à garantia na oferta de energia, mas também com os preços, o acesso abrangente e de qualidade, e com fatores ambientais, como será abordado adiante. Mais do que isso, é possível perceber que as decisões de planejamento energético dependem da análise de segurança energética. Nesse sentido, o presente artigo tem como objetivo apresentar a evolução do debate na literatura sobre segurança energética a partir de uma análise bibliométrica. Além disso, o estudo também tem como objetivo encontrar metodologias de quantificação da segurança para o Brasil.

2. CONCEITUAÇÃO DA SEGURANÇA ENERGÉTICA

A literatura apresenta uma ampla variedade de definições sobre segurança energética: De acordo com Brito et al. (2012), a segurança energética pode ser analisada sob duas perspectivas: por um lado, alguns países dependem de energia importada, buscando garantir o abastecimento da indústria e o desenvolvimento. Por outro lado, alguns países produzem energia e dependem da receita gerada pelas exportações. Esses países são então envolvidos em uma relação de interdependência.

Essa interpretação segue a teoria da interdependência complexa proposta por Robert Keohane e Joseph Nye na década de 1970. Para Keohane, Nye (2001), é possível medir a interdependência por meio de duas dimensões: sensibilidade e vulnerabilidade. A primeira é medir o quanto os países estão sujeitos aos impactos causados por ações externas e o quanto eles podem custar. A segunda está relacionada a quanto um país pode responder por tais ações, seja por meio de políticas internas ou externas ou mesmo arcando com os custos totais dos impactos (BRITO et al., 2012).

Para resolver isso, a literatura aponta a diversificação como o princípio mais fundamental da segurança energética, a fim de reduzir a vulnerabilidade, especialmente para os países que sofrem com a maldição dos recursos

(DALGAARD; GLÖCK, 2009). Assim, os consumidores podem reduzir a vulnerabilidade aumentando sua própria produção de energia ou encontrando novos fornecedores. Já os países exportadores, podem diversificar sua economia como um todo para evitar a maldição dos recursos[1].

Contudo, outros fatores também se mostram essenciais para se tratar de segurança energética. Månsoon, (2014) propôs uma estrutura conceitual para compreender a relação entre energia e conflitos ou guerras, considerando contextos políticos, econômicos e sociais. Em sua abordagem, a energia pode ser o objeto, o meio ou a causa dos confrontos. Aspectos como degradação ambiental, preços dos alimentos, gargalos de infraestrutura e outros afetam significativamente a ocorrência desses conflitos.

Brown et al. (2014), propõe uma definição ainda mais abrangente para a segurança energética, conceituando-a como o "fornecimento equitativamente disponível, acessível, confiável, eficiente, ambientalmente benigno, governado de forma proativa e social, de serviços de energia aceitáveis para os usuários finais". De forma geral, o autor divide tal conceito em quatro dimensões: (i) disponibilidade (relacionada com a diversidade da oferta de energia e a dependência de fornecedores externos); (ii) acessibilidade (que leva em consideração o acesso e os preços de energia); (iii) a eficiência energética; e (iv) a gestão ambiental (referindo aos aspectos ambientais e a proteção as gerações futuras).

Bogoviz et al. (2019), utiliza a mesma definição e metodologia proposta por Brown et al. (2014), para tentar avaliar o desempenho da segurança energética no grupo do Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul (BRICS) entre 1990 e 2015. Como resultado, encontrou que durante esses 25 anos o Brasil seguiu tendo o pior desempenho em segurança energética entre outros países do BRICS.

[1] Refere-se a teoria que diz que os países com uma abundância de recursos naturais tendem a ter menos crescimento econômico do que os países com menos recursos naturais

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia principal será a realização de uma análise bibliométrica sobre o tema de segurança energética, esse tipo de análise qualitativa permite a visualização, a aglomeração, e a sistematização de artigos publicados sobre um determinado tema.

Para isso, foi realizado um levantamento bibliográfico no repositório Scopus, em abril de 2022. As palavras-chaves utilizadas foram: “energy” AND “security”, filtradas para serem encontradas em documentos do tipo artigo, artigo de conferência, livro e capítulo de livros, publicados entre os anos de 1941 e 2021.Também foram escolhidas áreas do conhecimento para limitar os resultados, são elas: Engenharia; Energia; Ciências Ambientais; Ciências Sociais; Ciências da Terra; “Business”, Administração e Contabilidade; Economia, Econometria e Finanças; Ciências Agrarias e biológicas, Matemática, Engenharia Química; Artes e Humanidade; e Ciências das decisões. Foram encontrados 27.377 documentos.

Após a análise dos resultados, os documentos foram classificados em ordem de relevância e os 2.000 primeiros documentos (limitação da plataforma) foram exportados para serem interpretados pelo software VOS Viewer. A partir dele é possível construir um mapa de palavras-chave que mostra quantas vezes elas são usadas, quais estão vinculadas e clusters (palavras-chave que se relacionam com mais frequência).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir dos resultados é possível analisar o número de publicações sobre segurança energética ao longo dos anos. O primeiro documento publicado sobre o tema foi em 1941, contudo, somente após o ano de 2000 que as publicações passaram a crescer de forma consistente, conforme indica a Figura 1.

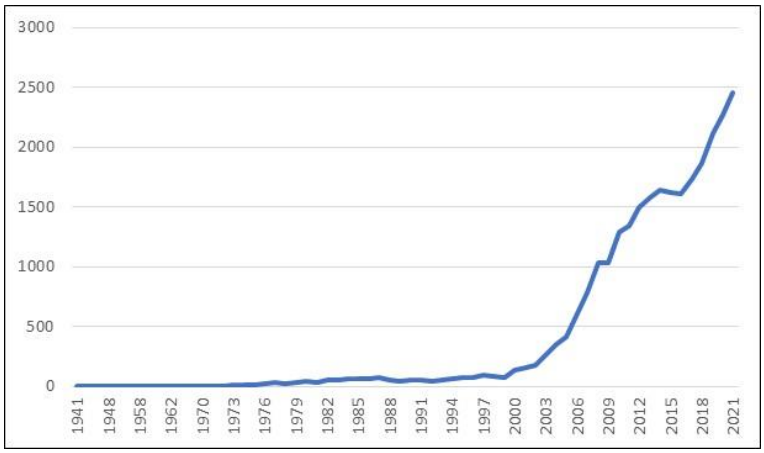


Figura 1 – Evolução histórica da publicação de documentos sobre segurança energética

Após 2009, o avanço é ainda mais pronunciado o que indica um aumento das preocupações sobre a temática no debate acadêmico.

O crescimento de publicações, entretanto, não é igual em todas as regiões do globo. Ao longo de todo o período estudado, de total de 27.377 publicações 20% está concentrado nos EUA. A Figura 2 demonstra os vinte maiores países com publicações sobre o tema. O Brasil ocupa o 16º lugar com 410 publicações em todos esses anos, um número considerando baixo considerando a relevância da temática no país, dado o tamanho territorial e a grande disponibilidade de recursos no país.

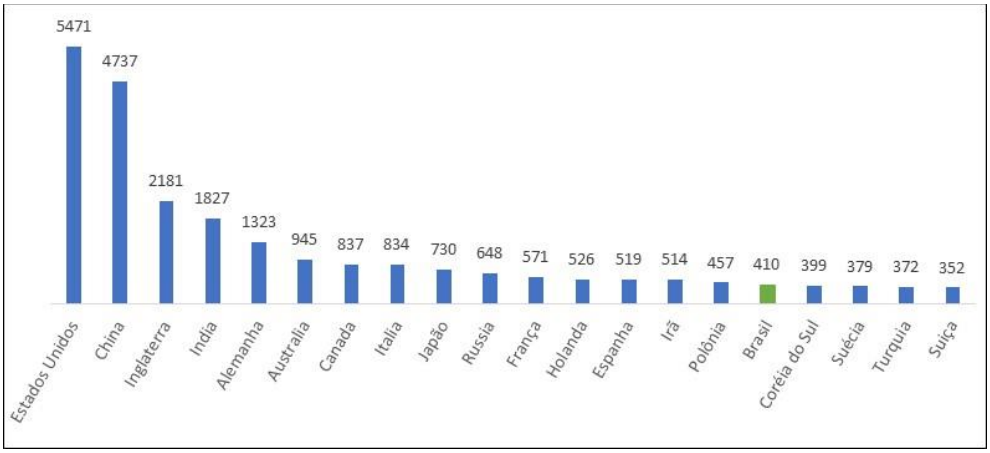


Figura 2 – 20 maiores países com publicações sobre segurança energética entre 1941 e 2021
Elaboração Própria

A partir dos resultados descritos acima, uma outra analise possível foi a identificação da conexão entre as palavras-chaves mais utilizadas em 2.000 documentos mais relevantes dentre o total encontrado. A Figura 3 mostra um mapa das 165 palavras-chave com pelo menos quinze ocorrências dentro do total de documentos encontrados.

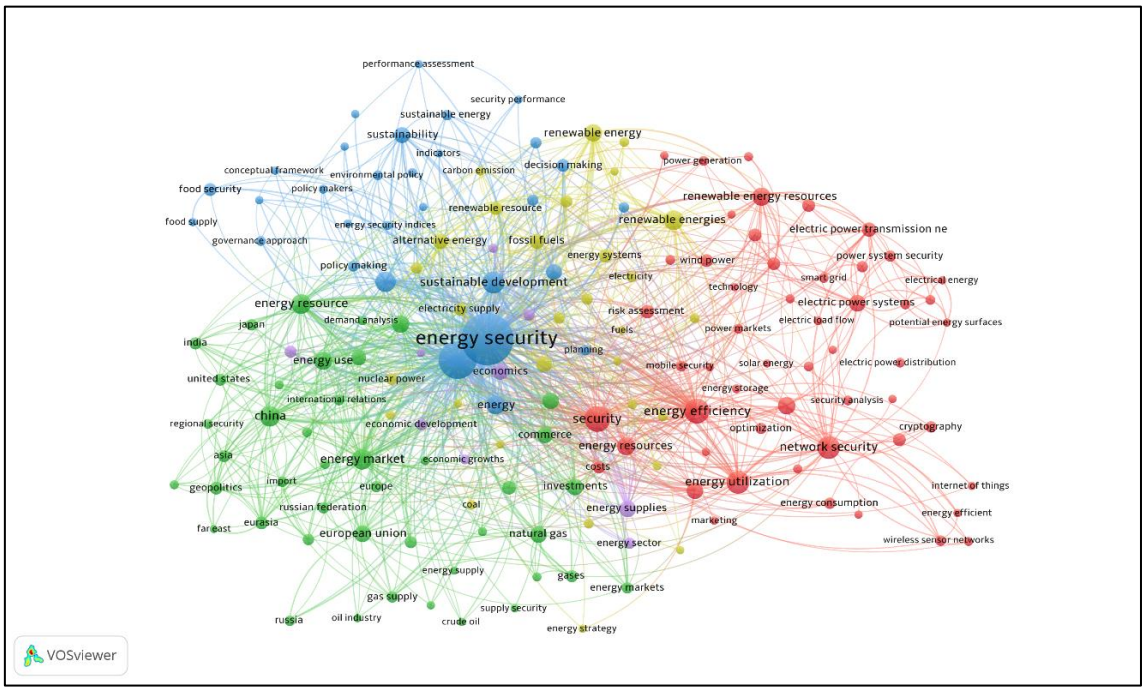


Figura 3 – Mapa de conexões de palavras-chaves entre grupos

Como é possível perceber as cinco palavras chaves com mais ocorrência foram: “Energy Security”, “Energy Policy”, “Security”, “Energy Efficiency”, “Network Security”. O mapa mostra como diferentes temas se conectam com a palavra chave segurança energética, e apresenta cinco grandes divisões entre essas conexões mais comuns:

- O Grupo vermelho é caracterizado por estudos que relacionam segurança energética em conjunto com segurança, segurança de redes, eficiência energética, sistemas elétricos, distribuição de energia elétrica, mercados de energia, utilização de energia, armazenamento de energia e etc;

- O grupo verde é o que relaciona a segurança energética com geopolítica, países específicos com destaque para o maior número de conexões com a palavra-chave “China”, também relaciona com comércio, investimentos, e fontes de energia;
- O grupo azul é o que relaciona segurança energética com segurança alimentar, sustentabilidade, meio ambiente e políticas públicas;
- Por fim, no grupo lilás (o menor grupo) aparecem conexões com temas da economia, desenvolvimento econômico e de países.

Uma outra forma de analisar as conexões entre as palavras-chaves é através dos anos em que estas foram publicadas, a Figura 4 apresenta essa evolução.

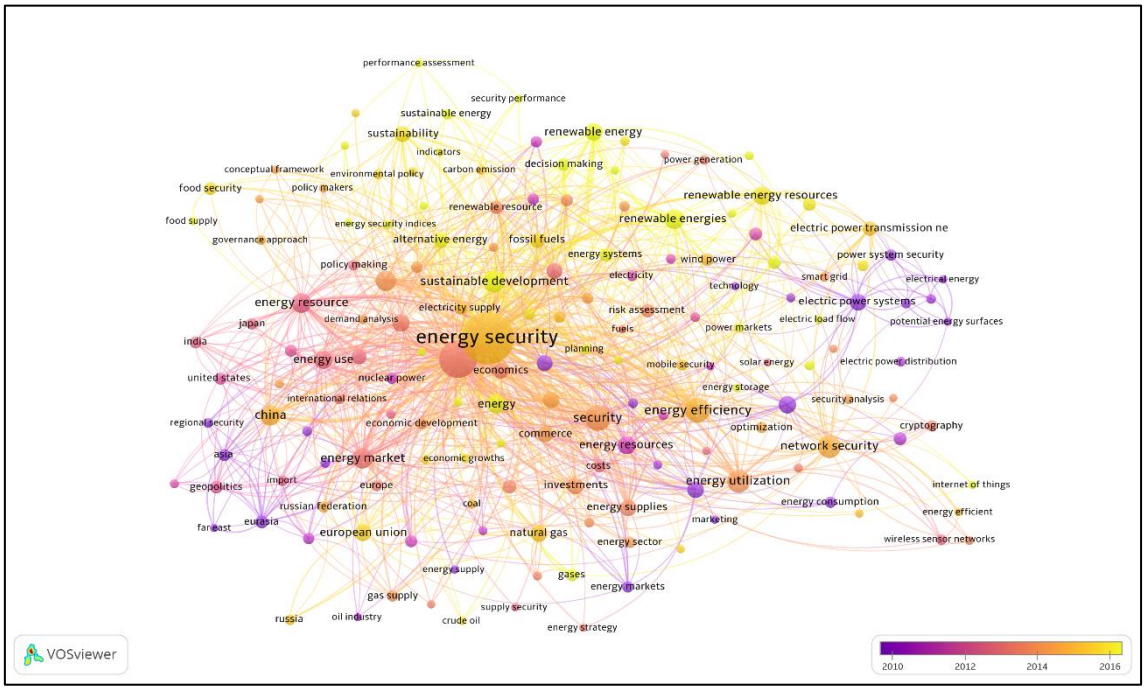


Figura 4 – Mapa de conexões de palavras-chaves entre anos de publicação

O mapa apresenta a evolução das pesquisas sobre segurança energética. Percebe-se que até o ano de 2012, dominavam as publicações que relacionavam segurança energética com sistemas elétricos, utilização e

consumo de energia. Depois, destacou-se na literatura a conexão com as políticas públicas, geopolítica, economia e fontes de energia. Por fim, é possível perceber (com o destaque em amarelo) que a conexão entre segurança energética e temas ambientais, de desenvolvimento sustentável, e energias renováveis é bastante presente apenas após o ano de 2014.

A Figura 5 apresenta o mesmo tipo de análise para os resultados dos 410 documentos publicados no Brasil. Nesta análise foram encontradas 142 palavras-chave com pelo menos seis ocorrências em comum.

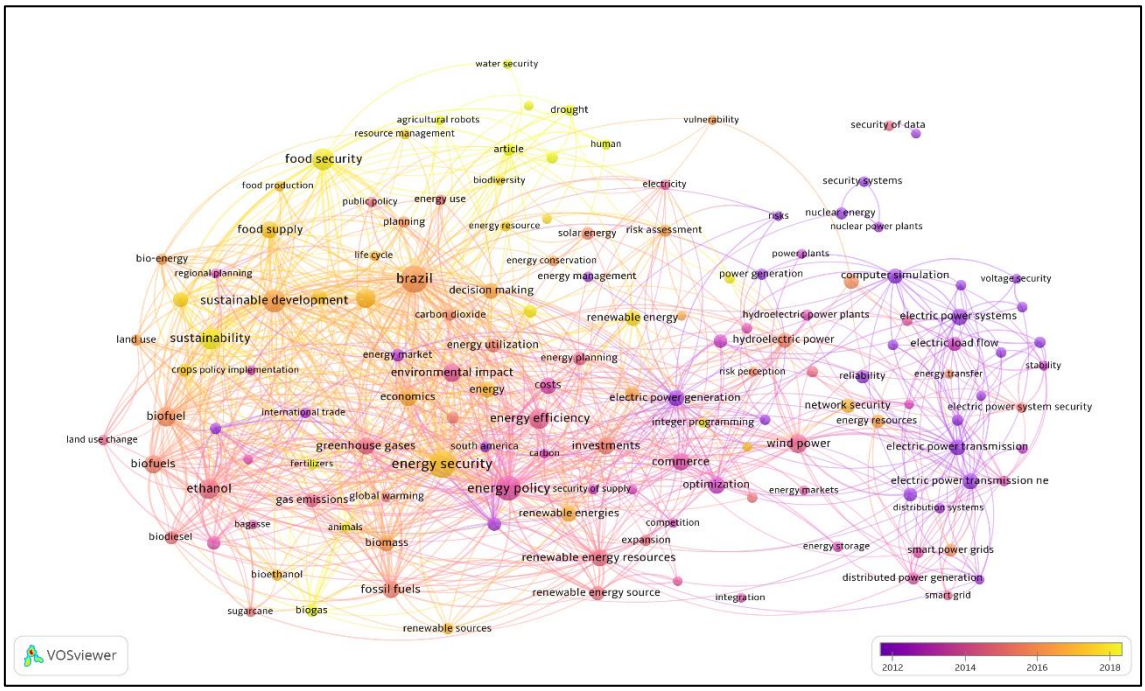


Figura 5 – Mapa de conexões de palavras-chaves entre anos de publicação no Brasil

É interessante notar que a evolução dos temas se comportou no Brasil da mesma forma de quando comparado com o total de documentos da pesquisa. As publicações migraram do debate sobre segurança de redes de transmissão, geração de energia elétrica, geração de sistemas elétricos para as temáticas relacionadas com políticas públicas, impactos no meio ambiente, fontes renováveis, dentre outros. Já o debate que relaciona segurança energética no

Brasil com temas de sustentabilidade aparece com mais frequência na literatura a partir de 2018.

É possível notar também que quando são considerados apenas artigos brasileiros, a conexão com segurança alimentar é mais forte, e também aparecem palavras chaves como: segurança da água, humanos, biodiversidade, animais entre outras que não se apresentam como temas mais relevantes no mapa de todos os países.

De Amorim, et al (2018), por exemplo, encontraram que água, energia e alimentos são recursos interdependentes e essenciais que exigem uma gestão integrada. Na visão dos autores, esses recursos estão suscetíveis a muitos riscos globais que são maximizados por eventos climáticos inesperados, migrações humanas involuntárias em massa e outros que colocam em risco de forma predominante os países menos desenvolvidos.

Já Melo, Felipe P.L, et al. (2021), defende que a “segurança florestal” também deve estar incluída na análise de segurança, de forma a criar o nexo de segurança de água, energia, alimentos e floresta. Os pesquisadores acreditam que essa nova abordagem pode contribuir nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas.

4. CONCLUSÕES

Os resultados demonstram que o avanço das discussões na literatura sobre o tema de segurança energética é bastante recente. Mais do que isso, que a ligação com temas sociais, ambientais e de desenvolvimento econômico passou a ser mais frequente apenas nos últimos sete anos.

Especialmente para o contexto brasileiro, os resultados demonstraram que há poucos estudos publicados em comparação com outros países. Além disso, pode-se perceber que há uma lacuna na literatura quando se trata da conexão do tema sobre segurança energética com questões de acessibilidade, e preços de energia, sobretudo, conectando com temáticas ambientais ao mesmo tempo. Também, não aparecem palavras chaves que permitam

encontrar com precisão artigos que tratem especificamente do desempenho da segurança energética no Brasil.

Contudo, destaca-se que pela análise bibliométrica não foi possível uma identificação mais aprofundada de metodologias sobre a quantificação de segurança no Brasil, o que se caracteriza como um limitante do estudo.

De todo forma, o presente estudo demonstrou como é necessário a ampliação do debate sobre segurança energética, sobretudo, considerando a relevância desse tópico para se pensar em planejamento energético no futuro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRITO, T. L. F.; MOUTINHO, E. dos S.; NAVA, P. C. The Dialectics of Energy Security and Nations Interdependence: Reflections Focused on the Role of Oil and the Brazilian Dimension. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/318404750>. Acesso em: 15 fev. 2021.

BROWN, M. A. et al. Forty years of energy security trends: A comparative assessment of 22 industrialized countries. Energy Research and Social Science, v. 4, n. C, p. 64–77, 1 dez. 2014.

BOGOVIZ, A. v. et al. A quantitative analysis of energy security performance by Brazil, Russia, India, China, and South Africa in 1990-2015. International Journal of Energy Economics and Policy, v. 9, n. 3, p. 244–250, 2019.

DALGAARD, K. G.; GLÖCK, Å. E. C. The Dialectics of Energy Security Interdependence. International Studies Association Convention, 2009.

De Amorim, W. S., Valduga, I. B., Ribeiro, J. M. P., Williamson, V. G., Krauser, G. E., Magtoto, M. K., & de Andrade, J. B. S. O. The nexus between water, energy, and food in the context of the global risks: An analysis of the interactions between food, water, and energy security. Environmental impact assessment review, 2018.

EPE, E. de P. E. Balanço Energético Nacional 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 6 set. 2021a.

EPE, E. de P. E. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 6 set. 2021b.

KEOHANE, R. O.; NYE, J. S. Power and Interdependence. 3rd. ed. New York: Longman, 2001.

MÅNSSON, A. Energy, conflict and war: Towards a conceptual framework. Energy Research and Social Science, v. 4, n. C, p. 106–116, 2014.

MATHYAS M. A. et al. Acesso à energia com fontes renováveis em regiões remotas no Brasil: lições aprendidas e recomendações. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/?76422/Acesso-a-energia-com-fontes-renovaveis-em-regioes-remotas-no-brasil>. Acesso em: 6 set. 2021.

Melo, Felipe P.L., et al. "Adding forests to the water–energy–food nexus." Nature Sustainability 4.2. 85-92. 2021:

SISTEMA DE AQUECIMENTO DE ÁGUA RESIDENCIAL DE BAIXO CUSTO UTILIZANDO O CALOR RESIDUAL DE EQUIPAMENTOS A LENHA

Leonardo Sommer Bratz[1]; Iuri Castro Figueiró; Claudio Felipe Tomm[1]

[1]*Universidade Regional do Alto Uruguai e das Missões*

RESUMO

O trabalho em questão apresenta o desenvolvimento de um protótipo de aquecimento de água residencial utilizando o calor que é desperdiçado durante a queima no fogão a lenha. O protótipo contém 4 partes que trabalham coesas entre si: Um boiler onde a água que será aquecida será mantida para haver uso posterior, sendo desenvolvida com uma caixa de isopor de 170 litros, um trocador de calor tipo serpentina que foi calculado e dimensionado para realizar o aquecimento, sendo composto de alumínio e com um comprimento de 20 metros, um sistema de controle que realiza a comparação das temperaturas entre o boiler e os gases do fogão a lenha e assim por meio de um relé ele realiza o bombeamento. Para se ter um monitoramento das temperaturas tanto no boiler quanto no fogão, foi desenvolvido uma interface com usuário por meio de um aplicativo mobile. Posteriormente foi desenvolvido 4 cenários com 2 concessionárias e 2 tarifas diferentes, com o auxílio de fórmulas do Payback, VLP e TIR sendo possível determinar aplicabilidade do protótipo em 1 dos 4 cenários de estudo.

Palavras-chave: Protótipo; Fogão a Lenha; Aquecimento d´água; Viabilidade; Economia.

ABSTRACT

The work in question is the development of a residential use heat run which is used during the burning of fuel. Which contains 4 working parts, a heat exchanger will be used later, being developed with a heat supply box, a serpentine heat exchanger that will be used for water of calculation and dimension to realize 170

liters. the stove, being composed of aluminum and with a length of 20 meters, a control system that performs the comparison of the temperatures between the boiler and the gases in the middle of a relay it performs the pumping. In order to monitor the temperatures both in the boiler and in the stove, a user interface was developed through a mobile application. Subsequently, it was possible to determine the applicability of the project in 1 of the 4 study scenarios.
Keywords: Prototype; Wood burning stove; Water heating; Viability; Economy.

1. INTRODUÇÃO

A energia é algo crucial, onde na condição atual todos são dependentes dela, provendo melhores condições de vida. Porém, com uma maior demanda energética mundial, é de suma importância entender as formas de geração e as implicações que acarretam, tais qual as fontes não renováveis. Essa fonte tem como exemplo combustíveis fósseis, carvão e gás mineral, que produzem resíduos poluentes como o CO2, nocivos ao meio ambiente (DATHEIN; FREITAS, 2013).

Uma solução seriam as fontes renováveis, a biomassa é aquela provida de origem vegetal, decorrente da decomposição dos mesmos, e algumas dessas matérias orgânicas são lenha, biogás, bagaço de cana, carvão vegetal, casca de arroz, etc. O processo de produção de energia ocorre a partir da combustão, sendo convertido em calor, e após em eletricidade (SOARES et al., 2006).

Um dos processos de produção que estão nos lares brasileiros é o fogão a lenha, que é utilizado para o aquecimento do ambiente e cozimento de alimentos, onde a biomassa lenhosa é o combustível para o funcionamento do mesmo. De acordo com um estudo realizado pelo IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), no estado do Rio Grande do Sul em 2018, mais de 1,4 milhão de famílias utilizam o fogão a lenha para cocção de alimentos, como substituição do gás de cozinha, sendo uma forma de economia, além do aquecimento durante o inverno (G1, 2019). Como do total de energia liberado

pela combustão, 15% destina-se para o cozimento, 75% para o aquecimento do ambiente e 10% são desperdiçados nos gases a combustão (CIVIDINI, 2017).

A ideia deste trabalho é a construção de um trocador de calor para reaproveitar os gases proveniente da combustão no fogão a lenha para aquecimento de água, desenvolvendo um reservatório térmico para o armazenamento da água aquecida e um sistema de automação para controle e condução forçada pelo trocador de calor.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Equipamentos a Lenha

Os equipamentos a lenha são utensílios que utilizam lenha como seu combustível e são utilizados principalmente para aquecimento de ambientes e cocção de alimentos, como o fogão a lenha e Lareira.

O fogão a lenha é um dos equipamentos de aquecimento mais antigos que se tem registro, sendo utilizado para o aquecimento do ambiente e cozimento de alimentos (BORGES, 1994).

2.2 Trocador de Calor

Trocadores de calor são aparelhos capazes de realizar a troca de temperatura entre dois elementos diferentes, como sólidos e fluidos. Com aplicação meio industrial como caldeiras, e no residencial, como condicionadores de ar e aquecedores (CECCO, 2017).

2.3 Armazenador Térmico

Um Armazenador Térmico, também conhecido como boiler, é um reservatório onde a água se mantém aquecida por um longo período de tempo, e esse aquecimento da água pode ser solar, resistivo ou outros métodos (BEATO, 2021).

2.4 Interface com Usuário

O MIT App inventor 2 é um software aberto de programação, desenvolvido para usuários que não possuem conhecimento na área, servindo de porta de entrada na construção de aplicações Mobile. Ele é separado em 2 módulos, o designer e o blocks editor.

3. METODOLOGIA

Neste tópico serão abordadas as etapas a serem idealizadas para o referido projeto, como demonstrado na figura 1. O protótipo será elaborado e desenvolvido na residência do autor, onde o mesmo fará análise utilizando os dados que serão coletados nas aferições.

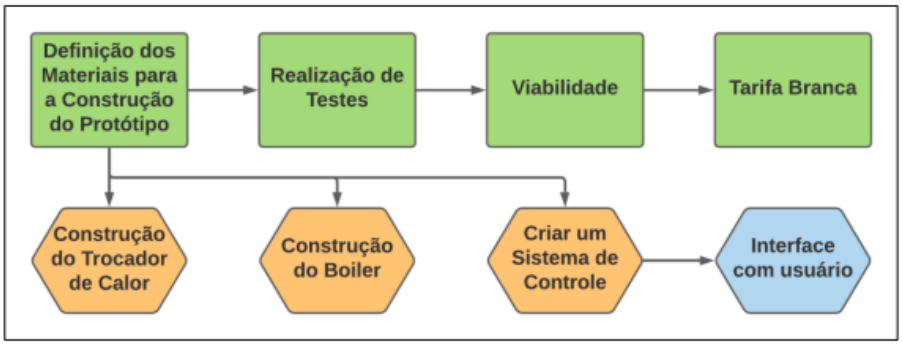


Figura 1 – Fluxograma das etapas da Metodologia

3.1 Definição dos Materiais para a Construção do Protótipo

3.1.1 – Trocador de Calor

O trocador será feito de alumínio ou cobre, onde ambos materiais são resistentes ao calor, possuem boa condutividade térmica, e tem alta maleabilidade. Dessa forma, tornando os metais perfeitos para o protótipo.

Sendo construído de uma forma que possa inserir internamente do tubo do fogão a lenha, que contará com duas aberturas laterais circulares para a entrada da água fria e a saída da água quente. Para o dimensionamento foram

retiradas dos livros, Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa, do INCROPERA, 6º e 7º edição, também o Termodinâmica de ÇENGEL, 7º edição

3.1.2 – Boiler

Ele será construído utilizando uma Caixa Térmica de Isopor, com um volume de 170 Litros, revestido internamente com papel alumínio e um plástico de PVC para evitar infiltrações. O isopor tem por característica não ser um bom trocador de calor, dessa forma mantendo a água aquecida o maior tempo.

3.1.3 – Sistema de Controle

O sistema contará com um microcontrolador ATmega 328P, Sensores de Temperatura Termopar e Max6675, Sonda DS18B20, Módulo Relé, Regulador de Tensão LM7805, Transistor BC337 e um Motor CC. Um dos sensores é um DS18B20, que é um sensor de temperatura a prova d´água que afere a temperatura do fluido no boiler. Outro sensor é um Termopar tipo K, este será implementado internamente no tubo do fogão a lenha, para verificar a temperatura.

A leitura desses sensores será a entrada de dados no microcontrolador, acionando um relé, que controla um motor CC que bombeará a água. Assim ocorre o fluxo do líquido na tubulação do trocador de calor, ocorrendo a troca da temperatura.

3.1.4 - Interface com Usuário

O sistema de controle funcionará totalmente de forma autônoma, entretanto, se o usuário necessitar alguma visualização do status do sistema, será desenvolvida um aplicativo para servir de interface.

Um módulo bluetooth implementado no sistema de controle, realizará a transmissão e recebimento de informações entre o usuário e o sistema. O usuário poderá definir a temperatura máxima em que o fluido no boiler pode

atingir, ligar e desligar manualmente o Motor CC (porventura se ele optar), ou deixar em modo automático, sendo esse o modo padrão do sistema.

3.2 Viabilidade

O motivo da aplicação do protótipo é para residências que já contam com o fogão a lenha, o custo seria apenas aplicando o sistema. Ademais, o consumidor terá possibilidade de mudar da tarifa convencional para a branca, caso ele ver isso uma vantagem. O Payback, VPL e TIR será calculado com base nos gastos de montagem do protótipo, sendo simulado cenários do uso do protótipo, para realizar os cálculos.

3.3 Tarifa Branca

Além do uso da tarifa convencional, pode-se evidenciar ao consumidor a possível mudança de cultura da tarifa convencional para a tarifa branca, visando maior economia.

4. RESULTADOS

4.1 Desenvolvimento do Protótipo

4.1.1 - Construção do Trocador de Calor

4.1.1.1 - Dimensionamento da Serpentina

Os primeiros passos para o dimensionamento é encontrar os parâmetros reais do sistema proposto. Como a temperatura máxima que o boiler pode atingir é 55ºC e como o fogão a lenha pode ficar horas em funcionamento, então

pressupôs uma temperatura ambiente inicial da água na entrada da serpentina de 20ºC e uma temperatura de saída da serpentina de 30ºC.

Com um termopar tipo K a 30 cm e 110 cm do fogão a lenha foi aferido essas temperaturas médias foram aferidas durante um período de 30 min, a 30 cm atingiu 241ºC e a 110 cm atingiu 226ºC.

Após todos os cálculos de dimensionamento utilizando as formulas e tabelas presentes nos livros, foi possível calcular o comprimento da serpentina em 19,48m, para realizar um aquecimento de 10ºC do fluido.

4.1.1.2 – Montagem da Serpentina e do Boiler

Após a realização dos cálculos para determinar o comprimento da serpentina, um tubo de alumínio de 20 metros foi adquirido para a montagem do trocador de calor.

O boiler foi montado com uma caixa de isopor que comporta um volume de 170 litros. O isopor é um material poroso, que acaba permitindo a passagem de água em certas condições, com um elevado volume de líquido, e para resolver esse problema foi adicionado papel alumínio e um plástico PVC. Para a construção das entradas e saídas da água, foi desenvolvida uma bancada onde os testes eram realizados, e com a utilização de canos de PVC, conexões, torneiras e uma boia, o sistema hidráulico estava pronto para uso, na figura 2 está demonstrado a serpentina e o boiler montado.

Figura 2 – Serpentina no tubo e acoplada no fogão a lenha, e boiler montado

4.1.2 - Construção do Sistema de Controle

O sistema de controle é componente chave da automação do protótipo, nele correrá todo o processamento dos parâmetros e assim definirá quais ações deve ocorrer. Ele foi desenvolvido em duas etapas: A construção do Hardware e do Software.

O Hardware foi utilizado uma PCI, nela todos os componentes foram fixados utilizando solda, para a conexão da alimentação e sensores foram utilizados, respectivamente conectores, P4 e bornes. O sistema de controle foi elaborado no software Arduino IDE utilizando a linguagem “C++”, e para realizar o upload do código para o ATmega 328P foi utilizado a placa de prototipagem Uno R3. A Figura 3 demonstra o sistema de controle e como ele interage com as outras partes.

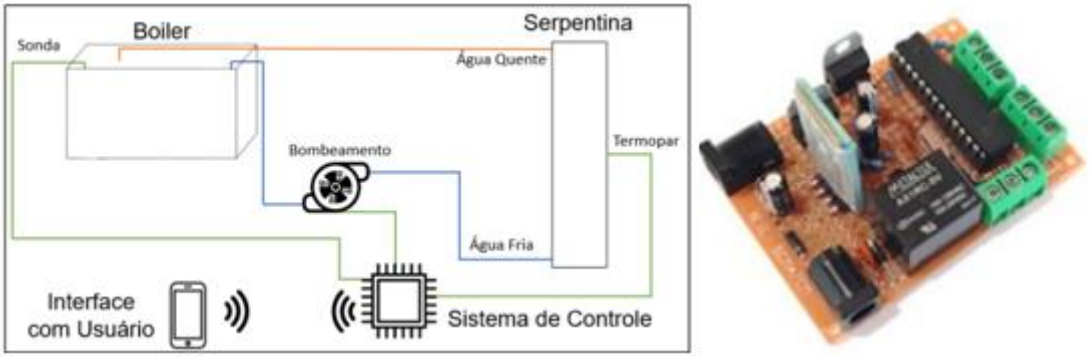


Figura 3 – Sistema de Controle e como ele é ligado em todo o protótipo

4.1.3 - Construção da Interface com Usuário

O Layout, no qual o usuário vai interagir com o sistema. A interface contém apenas uma tela e ela é separada em 5 partes, como demonstra a figura 4.

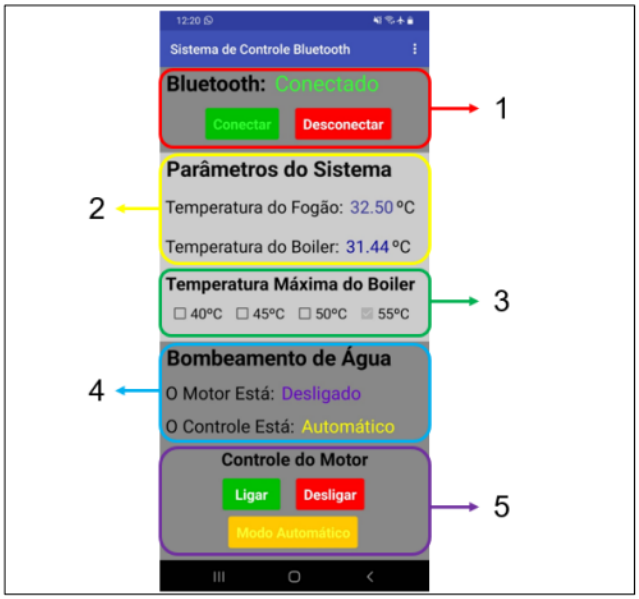


Figura 4 – Tela do aplicativo Mobile

1) Bluetooth: pressionando o botão conectar o dispositivo encontra e conecta com o módulo HC-06, que corresponde ao instalado no sistema de controle.
2) Parâmetros do Sistema: Quando é realizada a conexão, demonstrando qual é a temperatura (em Celsius) aferida no Fogão a Lenha e a do Boiler;
3) Temperatura Máxima do Boiler: Neste item o usuário pode escolher a temperatura máxima que o boiler há de atingir, tendo 4 opções disponíveis.
4) Bombeamento de Água: Nessa parte é onde fica o status do sistema forçado de bombeamento, e demonstra se está bombeando ou não água, além de identificar se o sistema é automático ou manual.
5) Controle do Motor: O controle do motor pode ser feito pelo usuário, da qual existem 3 botões onde se pode ligar, desligar ou deixar o sistema autônomo.

4.1.4 - Levantamento de Custos do Protótipo

Para o levantamento de custos do projeto, foi levado apenas em consideração o valor dos materiais utilizados, sendo desconsiderado o valor da montagem e construção do protótipo. Realizado a Soma de todos os componentes utilizados, se tem um valor total de R$ 883,95, sendo esse valor utilizado para o cálculo da Viabilidade.

4.2 Testes com o Protótipo

Com o auxílio de uma câmera Termovisor Flir i3 Minipa, é possível a visualização da temperatura de entrada da água e saída da água da serpentina, demonstrando que houve o aquecimento, como demonstra a figura 5.

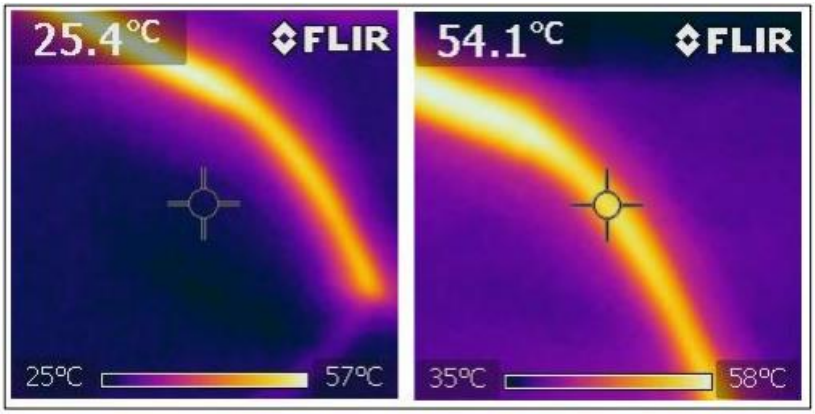


Figura 5 – Comparação da temperatura de entrada e saída da Serpentina

Foram também realizados testes do tempo para aquecer a água, partindo de uma temperatura de 30ºC, demorou 2 horas e 40 min para atingir 55ºC, para o decaimento da temperatura de 55ºC até 40ºC ocorreu em 48 horas.

4.3 Cenários e Viabilidade Econômica

4.3.1 - Cenários Hipotéticos

Para a realização da comparação entre o boiler e o chuveiro elétrico, foi desenvolvido 2 cenários: o primeiro é a utilização somente do chuveiro elétrico da residência, o segundo é a utilização somente do boiler. Com base no aquecimento utilizado, é calculada a potência utilizada em cada um desses cenários. Na tabela 1 estão demonstrados os requisitos dos cenários.

Tabela 1 – Parâmetros definidos para os testes com os 2 cenários

Número de Banhos	3
Temperatura do Banho	45ºC
Tempo do Banho	10 minutos
Volume de Água	35 Litros por Banho

4.3.1.1 - Cenários 1

O cenário 1 foi baseado em um sistema residencial utilizando um chuveiro elétrico para o aquecimento da água no banho. Na análise feita no cenário 1, será utilizado o modo inverno para a comparação com o outro cenário, já que esse modo aquece a água a uma maior temperatura.

A água vinda da rede chega a uma temperatura de 24ºC, e o chuveiro aquece no modo inverno até uma temperatura 38ºC, sendo 14ºC de acréscimo. O resistor do chuveiro consome uma corrente elétrica de 21A, contrapartida, a tensão decai para 214V, sendo uma potência dissipada de 4500W, resultando em um consumo mensal de 67,5kWh.

4.3.1.2 - Cenário 2

O cenário 2 foi definido com a utilização somente do boiler para realizar o aquecimento da água. O boiler está com sua temperatura máxima atingida é 55ºC e a regulagem da temperatura de 45ºC com as válvulas para manter uma temperatura de banho. Durante um período de 30 minutos foi retirado a água do boiler, a queda de temperatura a cada 10 minutos, iniciando a retirada com uma temperatura de 46ºC e após os 30 minutos atingindo 40,1ºC.

O consumo de energia neste cenário se deu somente pelo sistema de controle e pelo motor CC que realizar o bombeamento. A corrente e tensão aferidas tanto do sistema quanto do motor foram de 50mA, 9,33V e 550mA, 11,8V, considerando o sistema funcionando por 24h e o bombeamento 3h, resultando em um consumo mensal de 0.87 kWh.

4.3.2 - Viabilidade do Protótipo e Tarifa Branca

Como a residência se localiza em uma região de interior do município de Porto Xavier - RS, a concessionária que atende a localidade é a Cermissões, encaixando-se na classificação B2 Rural. Mas a Analise foi realizada com a RGE, (outra concessionária local). Os valores das tarifas para os cálculos foram adquiridos com as concessionárias, e a TMA foi selecionado como a Taxa Selic

(7,75%), esses dados são do mês de outubro de 2021. Na tabela 2 está demonstrado a viabilidade da Cermissões e na Tabela 3 para a RGE.

Tabela 2 – Cálculo de Viabilidade para a Cermissões

	Convencional				Branca			
Anos	P. Simples (R$)	P. Des. (R$)	VPL (R$)	TIR (%)	P. Simples (R$)	P. Des. (R$)	VPL (R$)	TIR (%)
5	----	----	----	----	99,9	----	----	----
6	----	----	----	----	----	33,69	33,6	1,52
6,4	138	----	----	----	----	----	----	----
10	----	52,55	52,55	0,42	----	----	----	----

Tabela 3 – Cálculo de Viabilidade para a RGE

	Convencional				Branca			
Anos	P. Simples (R$)	P. Des. (R$)	VPL (R$)	TIR (%)	P. Simples (R$)	P. Des. (R$)	VPL (R$)	TIR (%)
3	----	----	----	----	336,05	169,67	169,67	9,58
3,3	266,6	----	----	----	----	----	----	----
5	----	26,76	26,76	1,05	----	----	----	----

A RGE na tarifa Branca o TIR ficou 1,83% acima da TMA aplicada nos cálculos, sendo este o único cenário considerado viável para aplicar o protótipo.

4. CONCLUSÃO

O estudo em questão teve como principal objetivo o aproveitamento de um tipo de energia que é desperdiçado, para isso foi desenvolvido um aparato para usufruir desta perda, que é o calor gerado pelo fogão à lenha.

Com isso, o mesmo foi desenvolvido em 4 etapas que trabalham coesas entre si, prosseguindo para a elaboração de testes e análises de viabilidade.

Posteriormente foi desenvolvido o aplicativo mobile por meio da plataforma MIT App Inventor. Contendo apenas uma tela, ele fez o seu papel, e informa todos os dados e parâmetros do sistema ao usuário.

O Trocador de calor foi a parte chave do protótipo, sem o funcionamento dele, as outras partes não teriam objetivo. Entretanto, após vários estudos de dimensionamento e aferições dos parâmetros necessários, para sua criação.

A viabilidade ocorre pela diminuição do consumo elétrico durante o banho, a análise foi confeccionada visando 2 concessionárias e 2 tipos de tarifas diferentes, totalizando 4 cenários, levando em consideração a aplicação do Payback Simples e Descontado, VPL e TIR.

O investimento inicial foi de R$883,95, e para todos os cenários o VPL se mostrou positivo em algum período de tempo. Dentre estes cenários o da RGE com a tarifa branca se mostrou promissor, com um TIR de 9,58%, provando que este protótipo é viável para a aplicação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEATO, Thiago. O que é Boiler? Descubra agora!. Disponível em:<aquecenorte.com.br>. Acesso em: 02 jun. 2021.

BORGES, Thomaz Penteado de Freitas. Fogão a Lenha de Combustão Limpa. 1994.

CIVIDINI, Marcelo José. Estudo de um Sistema Misto de Aproveitamento de Energia Térmica Proveniente da Combustão de Biomassa Lenhosa e Energia Solar para Aquecimento de Água. 2017.

DATHEIN, Ricardo. FREITAS, Giovana Souza. As Energias Renováveis no Brasil: Uma Avaliação acerca das Implicações para o Desenvolvimento Socioeconômico e Ambiental. 2013.

G1. Mais de 1,4 milhão de famílias do RS usam lenha e carvão para cozinhar, aponta IBGE. Disponível em: <g1.globo.com>. Acesso em: 01 mai. 2021.

SOARES, Thelma Shirlen. et al. Uso da Biomassa Florestal na Geração de Energia. 2006.

SISTEMA DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA NO CONTEXTO DO PROJETO DE P&D DESENVOLVIDO NA UHE ITUMBIARA

Ana Beatriz Barros Souza[1]; Ennio Peres da Silva[1]; Hélio Nunes de Souza Filho[1];
Vitor Feitosa Riedel[1]; Demostenes Barbosa da Silva[2];
Diogo Hernandez de Oliveira Barbosa[2]; Jacinto Maia Pimentel[3]

[1]Universidade Estadual de Campinas; [2]Base Energia Sustentável; [3]Furnas Centrais Elétricas

RESUMO

O desenvolvimento e a difusão de novas tecnologias, por exemplo, para geração descentralizada de energia, dependem crucialmente de estruturas institucionais de apoio, como programas de P&D, regulamentos específicos, padrões técnicos e expectativas positivas. Essas estruturas não são fornecidas, mas emergem através da interação de diferentes tipos de atores. Neste escopo, o sistema de inovação tecnológica (TIS) é definido como uma rede de agentes interagindo em uma área econômica ou industrial específica sob uma determinada infraestrutura institucional ou conjunto de infraestruturas e envolvidos na geração, difusão e utilização de tecnologia. Esse aporte teórico é base para estudar o desenvolvimento do sistema de inovação tecnológica para o hidrogênio no Brasil que, no seu desenvolvimento ao longo dos anos tem levado ao financiamento de projetos individuais, pontuais, ou de colaborações de grupos com interesses afins, como é o caso do projeto P&D na UHE Itumbiara, foco deste estudo. Assim, este estudo tem como objetivo identificar os atores no contexto do sistema de inovação tecnológica envolvidos no Projeto de P&D Furnas desenvolvido na UHE Itumbiara expondo as funções do sistema de inovação tecnológica afetadas positivamente pelas parcerias entre estas redes de atores do projeto e as externalidades positivas geradas por estas parcerias.

Palavras-chave: Inovação; Pesquisa e Desenvolvimento; Tecnologia.

ABSTRACT

The development and diffusion of new technologies, for example, for decentralized power generation, crucially depends on institutional support structures, such as R&D policy programs, specifications, technical procedures, and positive expectations. These structures are not offered but emerge through the interaction of different actors. In this scope, the technological innovation infrastructure (TIS) is defined as a network of agents interacting in a specific economic or industrial area under a specific institutional system or set of infrastructures and involved in the generation, diffusion, and use of technology. This theoretical contribution is the basis for studying the development of the technological innovation system for hydrogen in Brazil, not its development over the years has its development to the financing of individual, specific projects, or collaborations of groups with similar interests, as is the case of the R&D project at UHE Itumbiara, the focus of this study. Thus, this study identifies the actors in the context of the technological innovation system involved in the R&D Project. entered by these partnerships.

Keywords: Innovation; Research and Development; Technology.

1. INTRODUÇÃO

O aumento das emissões de gases de efeito estufa, sobretudo dióxido de carbono (CO_2), têm contribuído para o aumento da temperatura média anual da biosfera do planeta e para as mudanças climáticas. Este fator, associado às instabilidades do preço do petróleo e ao aumento da demanda energética mundial, têm incentivado em todo mundo ações e políticas públicas com o interesse em promover um futuro mais limpo para as gerações atuais e futuras, evidenciado pelo Acordo Climático de Paris em 2015 (ONU, 2015).

Essa transição requer o uso de uma ampla gama de tecnologias de energia limpa. Algumas delas estão bem estabelecidas; outros ainda estão em um estágio inicial de desenvolvimento ou existem apenas como protótipos. O sucesso para implementação de tecnologias depende dos processos de inovação tecnológica e isso leva tempo. Por exemplo, foram décadas para que

a energia solar fotovoltaica e as baterias obtivessem seu estágio atual de desenvolvimento. E, nem toda tecnologia desenvolvida terá sucesso.

Os governos têm um fundamental nesta transição energética. Eles definem objetivos e prioridades nacionais desempenhando um papel vital na determinação das expectativas do mercado com a responsabilidade de garantir o fluxo de conhecimento, investindo em infraestrutura e facilitando grandes projetos de demonstração (IEA, 2020).

No Brasil alguns programas foram desenvolvidos ao longo dos anos, investimentos e projetos continuam sendo desenvolvidos em universidades, empresas de base tecnológica e do setor elétrico, havendo incentivos governamentais pontuais, como a Chamada de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico N° 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o objetivo de propor sistemas de armazenamento de energia de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional (ANEEL, 2016).

O projeto desenvolvido por Furnas Centrais Elétricas, na Usina Hidrelétrica de Itumbiara, foco deste estudo, faz parte da Chamada N°21/2016 da ANEEL. O projeto busca implantar e avaliar um sistema híbrido de armazenamento energético, formado por baterias de íon-lítio e por hidrogênio eletrolítico, armazenado em um reservatório pressurizado. Esses sistemas são alimentados por energia elétrica renovável proveniente de painéis fotovoltaicos flutuantes e em solo, instalados junto à usina.

Assim, este estudo tem como objetivo identificar os atores no contexto do sistema de inovação tecnológica envolvidos no Projeto de P&D Furnas desenvolvido na UHE Itumbiara expondo as funções do sistema de inovação tecnológica afetadas positivamente pelas parcerias entre estas redes de atores do projeto e as externalidades positivas geradas por estas parcerias. Para atingir este objetivo, o estudo foi dividido em três etapas, conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 – Método aplicado para o desenvolvimento do estudo

2. SISTEMA DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA

Um Sistema de Inovação Tecnológica (*Technological Innovation System - TIS*) pode ser definido como uma "rede de agentes interagindo em uma área econômica / industrial específica sob uma determinada infraestrutura institucional ou conjunto de infraestruturas e envolvidos na geração, difusão e utilização de tecnologia" (CARLSSON; STANKIEWICZ, 1991).

No escopo do sistema de inovação tecnológica, os atores incluem empresas ou subunidades de empresas, agências governamentais e não governamentais, universidades e institutos de pesquisa com diferentes competências, recursos e estratégias. As infraestruturas institucionais abrangem normas, leis, regulamentos, diretrizes, valores, cultura, quadros cognitivos, expectativas coletivas etc. (MUSIOLIK; MARKAR, 2011).

A pesquisa atual em sistemas de inovação tecnológica tem sua força na análise de estruturas e funções do sistema. As funções do sistema são entendidas como subprocessos chave que são importantes para a construção e funcionalidade do TIS. As funções são muito úteis para rastrear o desempenho do TIS e serão usadas na análise dos resultados deste estudo. No Quadro 1 é apresentada uma visão geral das principais funções do TIS e os respectivos indicadores.

Quadro 1- Funções e indicadores do TIS. Adaptado de Musiolik; Markar (2011)

Funções	Descrição	Indicadores
Atividades empreendedoras	Para cada inovação, a experimentação é necessária durante a expansão. As empresas precisam experimentar para encontrar as maneiras mais promissoras de implementar e aumentar a escala de uma inovação. A atividade empreendedora aumenta a diversidade em um sentido evolutivo e reduz a incerteza se uma determinada tecnologia funciona.	Número de novos atores, número de experimentos com a nova tecnologia
Desenvolvimento do conhecimento	Esta função diz respeito a invenções, teoria e construção de conhecimento, mas também à difusão desse conhecimento, por exemplo, em termos de patentes. Enquanto o desenvolvimento do conhecimento é amplamente realizado por universidades e outras instituições de pesquisa, a difusão também pode ser realizada por organizações governamentais, por exemplo.	Número de projetos e investimentos em P&D ou patentes
Difusão de conhecimento por meio de redes	Atividades que levam à troca de informações, mas também ao aprendizado pela interação das redes	Número de workshops e conferências
Orientação da pesquisa	Esta função diz respeito a dar foco ao processo de desenvolvimento e difusão do conhecimento. Um ator importante aqui é o governo, que pode definir os rumos da pesquisa em determinada tecnologia através de investimentos, mas também dar espaço para a experimentação por parte das empresas.	Metas estabelecidas por governos ou indústrias
Formação de mercado	A formação do mercado descreve o quão bem desenvolvido é o mercado. Se a inovação fosse vista como um processo linear, a formação do mercado indicaria se a inovação ainda está em sua fase pré-	Número de nichos de mercado, regimes tributários específicos, padrões ambientais

	comercial, em desenvolvimento ou totalmente comercial.	
Mobilização de recursos	Atividades que estão relacionadas à potencialização e alocação de insumos básicos, como capital financeiro e humano	Número de mão obra, quantitativo de investimentos, acesso aos investimentos
Criação de legitimidade da tecnologia	Uma nova tecnologia precisa ser considerada apropriada e desejável por usuários, fabricantes, investidores, sociedade civil e formuladores de políticas a fim de gerar demanda e apoio.	Aumento e crescimento de grupos de interesse
Desenvolvimento de externalidades positivas	O desenvolvimento de externalidades positivas resulta quando diferentes organizações ou esforços não apenas competem ou cooperam entre si, mas quando sua ocorrência conjunta cria benefícios conjuntos.	Oportunidades combinatórias, mercados de trabalho agrupados, etc.

Segundo Cassiolato et al. (2013), os conceitos de sistema de inovação trouxeram avanços no ponto de vista de países em desenvolvimento em P&D. Segundo o autor, foi consolidado a compreensão de que o conceito de inovação não se restringe a processos de mudanças radicais na fronteira tecnológica, realizados majoritariamente por grandes empresas através de seus esforços de P&D, ou em setores considerados de alta tecnologia. A inovação deixa de ser um resultado direto e exclusivo das atividades formais de P&D e passa a ser definida de modo mais amplo, como novas formas de produzir bens e serviços, que são novos para as empresas, independentemente do fato de serem inéditos ou não, ou para os seus competidores, domésticos ou estrangeiros.

3. LEI 9.991/2000 E A CHAMADA ESTRATÉGICA N° 21/2016 DA ANEEL

De acordo com Lei N° 9.991/2000, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo 0,75% da Receita Operacional Líquida (ROL) em pesquisa e

desenvolvimento do setor elétrico e 0,25% em EE no uso final. Já as concessionárias de geração, as autorizadas à produção independente de energia elétrica e as concessionárias de transmissão ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo 1% da ROL em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico (ANNEL, 2012).

A necessidade de maior participação da iniciativa privada em esforços de ciência, tecnologia & inovação (CT&I) melhoraram a disseminação de novas tecnologias, ofereceu desafios e oportunidades aos grupos de pesquisas acadêmicos ou não que passaram a atuar em várias partes da cadeia de inovação tecnológica. De outro lado, as próprias empresas de energia necessitaram desenvolver maior articulação com seus fornecedores e grupos de pesquisa, tornando-se agentes ativos do processo de inovação (JANNUZZI; GOMES; ANDRADE, 2003).

Essa compreensão traz implicações significativas para o Programa de P&D da ANEEL. Rompendo com uma visão ultrapassada de “setor dominado por fornecedores”, em que se destacam os grandes *players* internacionais, abre-se espaço para a promoção de uma diversidade de avanços menores ou maiores, a partir da mobilização da importante rede, constituída no Brasil, de empresas do setor elétrico, fornecedores, prestadores de serviços, *startups* de base tecnológica, instituto de pesquisa, universidades, entre outros (CASSIOLATO; LASTRES, 2008; LASTRES et al, 2005; SZAPIRO, 2018).

Nesta conjuntura, a Chamada N. 021/2016 ANEEL teve como objetivo a proposição de arranjos técnicos e comerciais para avaliação e inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional. As propostas recebidas contemplaram diversas tecnologias de armazenamento de energia desde baterias de íon de lítio, aplicadas principalmente para as situações em que se necessita locomoção e mobilidade do sistema de armazenamento, até aplicações como baterias de chumbo-ácido,

hidrogênio, usinas reversíveis e estocagem de ar comprimido em cavernas de sal (ANEEL, 2016).

Foram aprovados 23 projetos entre eles o Projeto foco deste estudo, P&D PD-0394-1606/2016 na UHE Itumbiara que tem como título “Desenvolvimento de Sinergia entre as Fontes Hidrelétrica e Solar com Armazenamento de Energias Sazonais e Intermitentes em Sistemas a Hidrogênio e Eletroquímico (SHSBH2)”.

4. ATORES ENVOLVIDOS NO PROJETO P&D NA UHE ITUMBIARA

Os projetos de pesquisa e desenvolvimento envolvem o intercâmbio de uma rede de atores, que apresentam papéis diversificados em termos de desenvolver, adaptar, aplicar ou difundir conhecimentos, desenvolver externalidades positivas, favorecer a formação de mercado sobre determina tecnologia.

No projeto desenvolvido por Furnas, na UHE Itumbiara, foi instalado uma planta fotovoltaica com 1 MWp de potência instalada, correspondendo a 800 kWp instalados no solo e os 200 kWp restantes instalados em estruturas flutuantes no lago do reservatório da usina.

O sistema de armazenamento de energia elétrica conta com um banco de baterias com capacidade de armazenamento de até 2.160 MJ (600 kWh) e um sistema de hidrogênio composto por um eletrolisador que consome até 270 kW de potência elétrica, capaz de produzir até 50 Nm³ de hidrogênio por hora; um tanque de 900 Nm³ de capacidade e pressão máxima de operação de 27,5 bar, além de um conjunto de células a combustível capaz de prover até 300 kW de energia elétrica, consumindo nesse caso 215 Nm³ por hora (FURTADO JR. et. al., 2019). Atualmente, o projeto se encontra na fase final de conclusão das pesquisas e elaboração dos relatórios finais.

Neste projeto, as interações acontecem, comumente, entre pesquisadores, técnicos, engenheiros, tomadores de decisão, membros de organizações, empresas, entre muitas outras opções. Como já foi argumentado, através de uma visão sistêmica ampla, é interessante contemplar interações

entre todos os atores envolvidos nestes diferentes subsistemas, especialmente porque a chave para viabilizar processos de inovação está nas interações entre estes agentes diversos (CASTRO et al., 2020).

Neste sentido, o projeto de P&D desenvolvido na UHE Itumbiara conta com parcerias público-privado que através de aliança estratégica criam uma oportunidade para definir metas alcançáveis para o desenvolvimento tecnológico. No Quadro 2 são apresentados os principais atores do projeto, as funções que estes atores desempenham e a metodologia empregada apresentando como esses atores afetam positivamente o sistema de inovação tecnológica.

Quadro 2 - Atores e principais funções desempenhada no escopo do TIS

Ator	**Descrição da atividade/Metodologia**	**Função TIS afetado positivamente**
Unicamp, Unesp	Transferência do conhecimento entre a academia, FURNAS e desta para o setor elétrico brasileiro; Reuniões, workshops, visitas e seminários, treinamentos	Desenvolvimento e difusão de conhecimento, orientação de pesquisa
ANEEL	Estrutura que fornece apoio e suporte para o projeto de P&D; Promove a imagem através de apresentações realizadas em eventos e workshops promovidos pela ANEEL	Difusão de conhecimento, criação de legitimidade, formação de mercado
Base Energia Sustentável	Estrutura que fornece apoio para teste de campo em P&D; Promove a Conscientização / imagem para o armazenamento de energia elétrica através de treinamentos, divulgação dos resultados do projeto	Atividades empreendedoras, desenvolvimento de conhecimento, difusão de conhecimento, orientação de pesquisa
Eletrobras Furnas	Estrutura que fornece apoio e suporte financeiro para o desenvolvimento do projeto na UHE Itumbiara	Orientação de pesquisa, formação de

		mercado, mobilização de recursos
WEG, PV Solar, Nitrotec, DBTEC	Alguns fornecedores de equipamentos e serviços no escopo do sistema de armazenamento de energia elétrica desde a produção e difusão	Criação de legitimidade, formação de mercado, difusão de conhecimento

A ANEEL é um ator importante podendo-se destacar um resultado relevante do Programa de P&D da ANEEL que promove articulação e parceria entre as empresas, as universidades e os centros de pesquisa (CASTRO; MOSZKOWICZ; LIMA, 2018).

No escopo da chamada estratégica n° 21/2016 da ANEEL, Furnas desempenha a função de apoio e disponibiliza recurso financeiro. Com o desenvolvimento do projeto, Furnas espera poder ampliar o conhecimento sobre o sistema tecnológico instalado e que deverá ser aplicado em médio e longo prazos (CEPEL, 2021).

A Base Energia Sustentável, por exemplo, entra em contato com fornecedores de equipamentos e trocam informações para definir e otimizar novas interfaces de operação dos equipamentos. Outra atividade desenvolvida pela Base Energia é de "*lobby*" que facilita a integração do conhecimento entre Furnas e de Furnas com todo setor elétrico, através dos treinamentos e workshops promovidos para discutir a tecnologia.

Os membros dos institutos de pesquisa participam ativamente da troca de informações através do compartilhamento de experiências com os fornecedores no comissionamento (testes de campo), com Furnas e com a sociedade através da apresentação dos resultados das pesquisas em Congressos e Feiras. Esses tipos de atividades de criação de conhecimento são relevantes no nível do TIS porque o conhecimento também é disponibilizado para empresas que não fazem parte do projeto, por exemplo, por meio de diretrizes, especificações tecnológicas ou serviço padronizados.

A discussão que desponta sobre análise do estudo é que a maioria das atividades desenvolvidas pelos atores do projeto contribuem para as funções do sistema "difusão de conhecimento", "orientação de busca" e "criação de legitimidade" enquanto "atividades empreendedoras", o desenvolvimento do conhecimento e a formação do mercado são menos afetados.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Projeto na UHE Itumbiara contribui na mudança dos recursos naturais convencionais, na eficiência no uso dos recursos renováveis intermitentes, na mitigação das emissões na geração elétrica, na diversificação do uso e de tecnologias dos renováveis, como o hidrogênio, no incentivo ao desenvolvimento da indústria nacional, na elaboração de projetos sustentáveis, na parceria com empresas nacionais e sobretudo no fomento à pesquisa e desenvolvimento de tecnologias emergentes.

Conclui-se após a identificação e os papeis dos atores no desenvolvimento do projeto na UHE Itumbiara que a troca de informações e a criação de conhecimento estão no centro das principais funções desenvolvidas pelos atores do projeto. Essas atividades são principalmente relevantes para os membros da aliança estratégica criada pelo projeto, mas também podem oferecer benefícios para os não membros.

A partir desse estudo prospectivo, foi possível apresentar a importância do programa de P&D, sobretudo dos projetos gerados a partir dele, das redes formadas de pesquisa congregando pesquisadores e laboratórios associados, empresas público-privada, fornecedores, criando competências onde necessário e promovendo além do conhecimento, articulação com diversos setores, sobretudo o elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Chamada nº 021/2016. Projeto Estratégico “Arranjos Técnicos e Comerciais Para a Inserção de Sistemas de

Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro" Agencia Nacional de Energia Elétrica. Brasília –DF. 2016.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília: ANEEL, 2012. 61 p.

BASE, Energia Sustentável. Barbosa & Barbosa. Disponível em http://basengenharia.com.br/base/ Acesso em jun. 2021.

CASTRO, N. J. de; CASSIOLATO, J. E; ROVERE, R. L. L; MATOS, M. P. de. Programa de P&D da ANEEL: avaliação & perpectivas. Rio de Janeiro: Publit, 2020. 424 p.

CASTRO, N. J. de; MOSZKOWICZ, M; LIMA, A. O Papel do Programa de P&D da ANEEL no desenvolvimento tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Rio de Janeiro: UFRJ, 2018. 5 p.

CASSIOLATO, J. E. et al. As fronteiras do conhecimento e da inovação: Restrições e alternativas estratégicas para o Brasil. Brasília: CGEE, 2013.

CASSIOLATO, J.; LASTRES, H. Discussing innovation and development: converging points between the Latin American school and the innovation systems perspective. Globelics Working Papers Series, Working Paper 08-02, 2008.

CASSIOLATO, J. E.; LASTRES, H. M. M. Sistema de inovação e desenvolvimento: As implicações de política. São Paulo Perspectivas. São Paulo Jan./Mar. v. 19, n. 1, 2005.

CEPEL, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. Notícias. [S.l: s.n.], 2021. Disponível em http://www.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/cepel-e-parceiro-de-furnas-em-projeto-de-armazenamento-de-energia-associado-a-geracao-hidraulica-e-fotovoltaica-na-uhe-itumbiara.htm

FURNAS. Inovação. Disponível em < https://www.furnas.com.br/inovacao/?culture=pt> Acesso em jun. 2021.

FURTADO JR, J. C. et. al. Integração da geração hidroelétrica e solar fotovoltaica através de um sistema de armazenamento de energia elétrica a hidrogênio junto à UHE Itumbiara. Anais.. XXV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, nov. 2019.

IEA, International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2020. Disponível em https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation/clean-energy-technology-innovation-and-the-vital-role-of-governments

JANNUZZI, G. M.; GOMES, A. F.; ANDRADE, H. G. Mapeamento de competências e infraestrutura para P&D: indicadores para auxílio à prospecção tecnológica na área de energia. Campinas: International Energy Initiative. Latin Américan Office, 2003.

MUSIOLIK, J; MARKARD, J. Creating and shaping innovation systems: Formal networks in the innovation system for stationary fuel cells in Germany. Energy Policy, vol. 39, pp.1909–1922, 2011.

ONU, Organização das Nações Unidas. Adoção do Acordo de Paris. . [S.l: s.n.], 2015.

SZAPIRO, M.; MATTOS, M.; CASSIOLATO, J. E. Sistemas de inovação e desenvolvimento. In: Rapini, M. S.; Silva, L. A.; Albuquerque, E. M. (org.). Economia da Ciência, Tecnologia e Inovação: Fundamentos teóricos e a economia global. Curitiba: Prismas, 2017. Cap. 10. pp. 371-412.

SISTEMA ISOLADO DO ESTADO DE RORAIMA: ANÁLISE DO ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO BASEADO EM DIFERENTES FONTES DE ENERGIA

Margreicy Luise Marinho de Sousa[1]; Paula Meyer Soares[1];
Gustavo Henrique Yabuki Dubas Soares[1]

[1]*Universidade de Brasília*

RESUMO

O Brasil é um país intercontinental e alguns estados estão parcialmente conectados ao principal sistema eletrico nacional, o SIN. O estado de Roraima ainda não está conectado a esse sistema e afim de garantir o suprimento energético adotou a estratégia de importar energia do país vizinho da Venezuela. Uma outra parte do suprimento é garantido pelas UTEs à diesel. Apesar dos esforços em garantir o abastecimento eletroenergético o estudo tem o objetivo de apresentar diferentes possibilidade de geração que possam atender o consumo de eletricidade de Roraima. Foi utilizada uma densa busca bibliográfica que trata sobre o assunto assim como pesquisa documental contendo as variáveis em estudo. Considerou-se 4 diferentes cenários: geração utilizando as fontes: cavaco de madeira, bagaço de cana, gás natural e diesel. A partir dessa análise econômica verificou-se que o suprimento de 245 MW de eletricidade seria perfeitamente atendido pela fonte diesel se o critério de escolha do empreendimento fosse exclusivamente esse. O estudo aborda as vantagens das outras fontes sendo imprescindível a verificação dos custos fixos e variáveis para a definição do empreendimento mais adequado.

Palavras-chave: Sistemas Isolados, Roraima, Abastecimento Eletroenergético, Sistema Interligado Nacional.

ABSTRACT

Brazil is an intercontinental country and some states are partially connected to the main national electrical system, the SIN. The state of Roraima is not yet

connected to this system and, in order to guarantee the energy supply, it adopted the strategy of importing energy from the neighboring country of Venezuela. Another part of the supply is guaranteed by diesel UTEs. Despite the efforts to guarantee the electrical energy supply, the study aims to present different possibilities of generation that can meet the electricity consumption of Roraima. A dense bibliographic search was used that deals with the subject as well as documentary research containing the variables under study. Four different scenarios were considered: generation using the sources: wood chips, sugarcane bagasse, natural gas and diesel. From this economic analysis, it was found that the supply of 245 MW of electricity would be perfectly met by the diesel source if the criterion for choosing the enterprise was exclusively that. The study approaches the advantages of the other sources, being essential the verification of the fixed and variable costs for the definition of the most appropriate enterprise.
Keywords: Isolated Systems, Roraima, Electricity Supply, National Interconnected System.

1. INTRODUÇÃO

Por ser um país de dimensões continentais, o Brasil possui diversos desafios em todas as suas esferas de gestão, principalmente no setor de suprimento energético.

Apesar de apenas 0,7% da carga total do sistema nacional está alojada nos Sistemas Isolados, o suprimento de energia em regiões distantes constitui ainda em um desafio. A região Norte concentra a maior parte desses conglomerado de Sistemas Isolados.(PEN SOL, 2021)

Alguns estados brasileiros encontram-se totalmente ou parcialmente fora da principal interligação energética do país. Os estados como Acre, Amazonas, Rondônia, Roraima, Mato Grosso, Amapá, Pará e Pernambuco são parcialmente abastecidos por Sistemas Isolados. No caso específico de Roraima, estado com mais de 500 mil habitantes e cuja capital Boa Vista é a única do país que encontra-se desvinculada do Sistema Interligado Nacional, o SIN, e suas localidades não são atendidas eletricamente 24 horas por dia. .(PEN SOL, 2021)

Diante do exposto, a elaboração de um diagnóstico de viabilidade econômica observando os custos fixos e variáveis em empreendimentos de geração com diferentes fontes de energia é imprescindível.

Até recentemento, o estado de Roraima importava energia da Venezuela e nos últimos anos as dificuldades de conectividade conjugado à baixa densidade de áreas consideradas isoladas tem provocado contantes interrupções no fluxo de energia ao estado.

A interligação elétrica do estado ao SIN proporcionaria impactos sociais, econômicos e ambientais a toda a população. A atratividade de investimentos, maior segurança seriam um dos efeitos para citar.Todavia a concectividade junto ao SIN ainda encontra-se em andamento com previsão de finalização para 2024.

2. SISTEMAS ISOLADOS

O Sistema Interligado Nacional - SIN é constituído por 4 sub-sistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Com o objetivo de obter ganhos energéticos, usufruir da diversidade entre os regimes hidrológicos e garantir a segurança energética do país, é feita a interconexão dos Sistemas elétricos por meioda malha de transmissão brasileira (ONS, 2021).

Os Sistemas Isolados são sistemas elétricos de serviço público de distribuiçãode energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao SIN, por razões técnicas ou econômicas (Decreto nº 4.246/2010). Dos prováveis motivos para a existência de Sistemas Isolados, podem ser ressaltados os naturais, como a distância para a rede de transmissão convencional, reservas ambientais e clima rigoroso. (EPE, 2021).

Locais com tais dificuldades possuem um perfil econômico parecido, ou seja, baixa renda e baixo consumo de eletricidade constituem fatores que tornam desinteressantes para o mercado de energia (DOIG, 1999).

De acordo com o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados - PEN SISOL[1], publicação que apresenta as avaliações das condições

[1] O planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados visa identificar com antecedência aqueles que necessitam de expansão da oferta de geração existente ou substituição de unidades geradoras, de forma

de atendimento dos Sistemas Isolados Brasileiros, em 2021 o país possuia 212 Sistemas Isolados, totalizando 475 MWmed de carga média anual de energia. Fazendo-se uma análise acerca da representatividade do consumo dos Sistemas Isolados no contexto nacional, tem-se um percentual de 0,6%. Todavia, temos 3,2 milhões de pessoas que são atendidas nesse cinturão de Sistemas Isolados.(PEN SISOL, 2021).

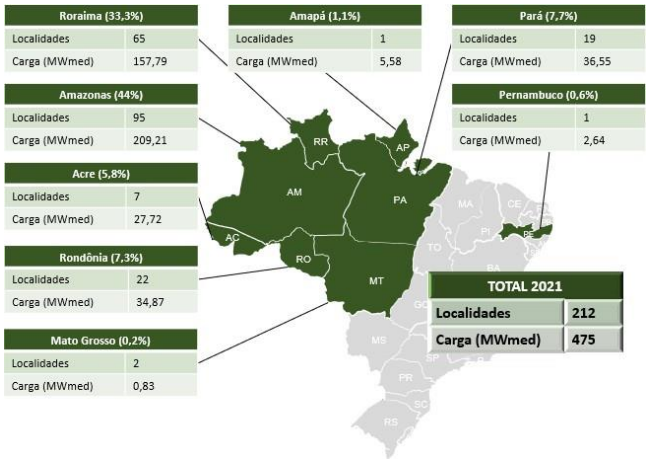


Figura 1 - Relação de estados, localidades e cargas estimadas para 2021

Fonte: PEN SISOL, 2021

A região Norte do país, concentra 19,3 % da geração nacional de energia sendo que 90% dos Sistemas Isolados estão nessa região. .(PEN SISOL, 2021).

A matriz elétrica que atende os Sistemas Isolados brasileiros é composta, majoritariamente, por termelétricas a óleo. Atualmente a potência instalada é de 99,6% de usinas térmicas, sendo 94,6% de óleo combustível/ diesel, 4,3% de gás natural e 0,7% tendo biomassa como fonte.(PEN SISOL, 2021)

As previsões de demanda futura de energia para os Sistemas Isolados engloba estudos de uma série de variáveis (demográficas, técnicas, econômicas) e é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Assim como a entrada em operação das linhas de transmissão e por possíveis

a assegurar o suprimento energético nestas localidades.Este planejamento é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética e os resultados são encaminhados para aprovação do Ministério de Minas e Energia - MME que define as diretrizes para realização dos leilões para atendimento aos Sistemas Isolados.

adições de atividades, comerciais ou industriais, que podem elevar a demanda elétrica destas áreas, este processo se torna ainda mais complexo.

O atendimento energético dos Sistemas Isolados é financiado pelo recurso oriundo de dois fundos setoriais: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e pela Conta de Consumo de Combustiveis (CCC)[2] [3]

Já as contratações de suprimento de energia nos Sistemas Isolados são realizadas por meio de leilões, como consta na Lei nº 12.111/2009, em que os agentes elaboram aproposta contendo seu preço de referência, em reais por megawatt hora - R$/MWh, levando em consideração os custos variáveis e custos fixos. Os custos variáveis consideram o valor do combustível, tributos e da logística de suprimento do combustível às localidades, o que está diretamente ligado às dificuldades de acesso ao Sistema Isolado. (EPE, 2020).

3. RORAIMA

Roraima é uma das nove unidades da federação que integram a Amazônia Legal e está localizada no extremo norte do país. O estado possui 2.255 km de fronteiras internacionais, sendo a maior parte com a Venezuela e aproximadamente 224.300 km² com uma população do estado é de 631.181 habitantes, sendo que 66% encontra-se concentrada na capital Boa Vista.

O relevo do estado de Roraima é caracterizado por planícies, depressões, pediplanos, patamares e planaltos, frequentemente inundados. Além de uma densa vegetação de floresta concentrada nas regiões noroeste, sudeste e sul.(Silva et al.,2020).

O Produto Interno Bruto - PIB do estado é majoritariamente concentrado

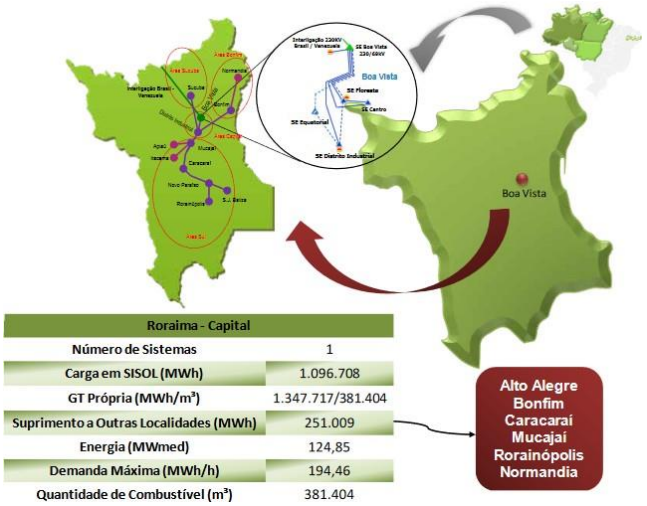
[2] A Conta de Consumo de Combustíveis - CCC foi criada em 1973. A partir de 2013, após a edição da Lei nº 12.783, a CCC começou a ser financiada pela Conta de Desenvolvimento Energético, que integra a tarifa universal de energia.Inicialmente tinha o intuito de realizar um rateio dos custos com combustíveis utilizados no Sistema Interligado Nacional - SIN, mas desde 1992 a Conta de Consumo de Combustível é utilizada para subsidiar os custos da geração de energiados Sistemas Isolados.

[3] A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, foi criada por meio da promulgação da Lei nº 10.438/ 2002 cujo o objetivo é promover o desenvolvimento energético dos estados. Os recursos para suprir tal objetivo são provenientes do encargo pago nas tarifas de uso dos Sistemas de distribuição e transmissão, de pagamentos do Uso do Bem Público, de multas aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL às concessionárias de energia, além da possibilidade da União adicionar recursos como créditos na Conta deDesenvolvimento Energético

pelo setor público, que detém cerca de 49% da atividade do total. Tem um destaque no setor primário com o cultivo de arroz, feijão, milho, mandioca e banana e criação de gado e suínos. A indústria é pouco desenvolvida, equivale a 0,1% do montante nacional do PIB(IBGE, 2018).

No que tange à acessibilidade à energia elétrica, o estado de Roraima é abastecido, atualmente, pelos Sistemas Isolados da capital, Boa Vista, e do interior do estado. Monte Cristo (125,1 MW), Floresta (40 MW), Distrito (40 MW) e Novo Paraíso (12 MW) são as principais usinas térmicas que compõem o parque elétrico do estado.(ANEEL, 2021)

De acordo com o PEN SISOL 2020, o sistema de abastecimento da capital do estado e de outras seis localidades de seu interior representa uma carga de 1.347.717 MWh por ano sendo necessários 381.404 m³ de óleo combustível para o abastecimento (ONS, 2019)



Roraima - Capital	
Número de Sistemas	1
Carga em SISOL (MWh)	1.096.708
GT Própria (MWh/m³)	1.347.717/381.404
Suprimento a Outras Localidades (MWh)	251.009
Energia (MWmed)	124,85
Demanda Máxima (MWh/h)	194,46
Quantidade de Combustível (m³)	381.404

Figura 2 – Balanço de Energia da capital Boa Vista

Fonte: ONS, 2019.

O interior do estado é atendido por máquinas próprias da distribuidora, muitas das quais operam em estado precário. A maioria das localidades do estado não apresenta suprimento elétrico o dia inteiro, somente de 5 a 20 horas por dia concentrados em 64 sistemas isolados, totalizando 309.303 MWh de

carga sendo necessários 8.731m³ de óleo combustível para o abastecimento. São cerca de 12 mil brasileiros residem nestas localidades que não possuirão atendimento ininterrupto. Dito de outra forma, 43% destas localidades usufruirão de energia elétrica por menos de 10 horas por dia. (PEN SOL 2021)

Dentre as classes consumidoras de energia elétrica do Estado de Roraima, a classe residencial é a que representa a maior parte do consumo do estado com 50% do total de 891 GWh, seguido pela classe comercial, com 23,6%. (Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020)

Sistema Isolado	Horas	Sistema Isolado	Horas	Sistema Isolado	Horas
VILA XIXUAÚ	12	VILA TANAUAÚ	5	VILA REMANSO	12
VILA SANTA MARIA VELHA	12	VILA SÃO PEDRO	8	CAICUBI	18
VILA FLORESTA	9	BELA VISTA	6	COM. IND. NOVA ALIANÇA	6
COM .IND. SANTA CREUZA	8	COM .IND. SOCÓ	6	VILA ITAQUERA	12
ÁGUA FRIA	15	COM IND. CANAVIAL	6	COM. IND. XUMINA	12
COM IND. MONTE MURIÁ II	12	COM IND. MACARANÃ	12	VILA TERRA PRETA	18
COM IND. PERDIZ	6	COM IND. ARAÇÁ	12	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	12
COM .IND. SURUMU	20	COM IND. PATATIVA	8	COM. IND. CARAPARÚ III	6
COM IND. BOCA DA MATA	14	COM .IND. SOROCAIMA I	12	COM IND. BANANAL	12
COM. IND. MARUAI	8	COM IND. TICOÇA	8	COM IND. GAVIÃO	6
COM. IND. OLHO D'ÁGUA	13	VILA DONA COTA	12	COM. IND. MILAGRE	8
COM. IND. SABIÁ	6	COM. IND. GUARIBA	12	VILAS. FRANCISCO BX RIO BRANCO	8
COM. IND. MUTUM	14	VILA LAGO GRANDE	10	COM IND. CAJU	14
COM. IND. MONTE MURIÁ I	8	COM. IND. NAPOLEÃO	12	COM. IND. MATURUCA	12
COM IND. SANTA ROSA	9	COM IND. SOROCAIMA II	12	VILA SACAÍ	18
VILA SAMAÚMA	10	COM. IND. CARAPARÚ IV	6	COM. IND. ENTRONCAMENTO	12
COM. IND. PEDRA BRANCA	8	COM. IND. ENSEADA	8	FELIZ ENCONTRO	12
VILA PANACARICA	8	COM. IND. INGARUMA	12		

Figura 3 - Lista das localidades de Roraima com atendimento com menos de 24horas por dia
Fonte: ONS, 2020.

De acordo com o IBGE, em 2010, Roraima contava com mais de 115 mil domicílios particulares permanentes, sendo 92.332 urbanos e 23.446 rurais, ou seja, possui uma taxa de urbanização de aproximadamente 79,75%. (IBGE, 2021)

Por outro lado, a precariedade do atendimento energético ao estado deve-se a questões técnicas, econômicas e sociais. Basicamente antes do acordo internacional Brasil-Venezuela, o suprimento energético do estado de Roraima era realizado por usinas térmicas locais. Com a construção da UHE Guri na Venezuela cuja capacidade de geração é de 10.200MW, o Brasil passou a importar 200 MW para abastecer a cidade de Boa Vista.

Após sucessivos apagões e interrupções constantes do fluxo de energia,

a adoção desse acordo não conseguiu garantir de forma firme o suprimento de energia.

Ademais, o intenso fluxo migratório de venezuelanos no país tensionou e o resultado foi a precarização do suprimento de energia a população roraimense. De acordo com o Estudo de Interligação Manaus-Boa Vista, desde 2005, vinha chegando a Boa Vista menos de 50% da energia contratada.(EPE, 2021).

Em 2018, a maior parte dos desligamentos do sistema foi registrada, o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico - CMSE recomendou a adoção de diversas medidas como: utilização de reserva girante operacional; implantação de Sistemas Especiais de Proteção - SEP; e operação isolada das usinas termelétricas.[4]

Diante do exposto, em 2018, o Ministério de Minas e Energia - MME autorizou a instalação de mais 28,5 MW de geração térmica local, totalizando 245 MW de geração disponível no estado de Roraima para o ano de 2019, assim as usinas locais teriam disponibilidade de geração para atendimento à demanda máxima do estado no período[5] (MME, 2021).

Em 2019, cessou o fornecimento de energia elétrica advinda da Venezuela, entretanto, devido às diversas medidas de contingência estipuladas ao longo dos anos. (MME, 2021)

Após o interrompimento total do abastecimento de Roraima pelo país vizinho, o preço para geração do MWh passou a ser de cerca de R$1.280,00 contra R$ 242 anteriormente a essa medida.(MME, 2021)

[4] Desligamentos do Sistema - Redução estimulada ou compulsória do consumo de energia elétrica, é programado e feito para que não ocorram cortes inesperados. Apagão/Blecaute - É a queda completa de energia elétrica por conta de uma sobrecarga no sistema, ocorre normalmente em horário de pico de carga.
[5] Portaria MME n° 468, de 31/10/2018

Figura 4 - Sistema Integrado Nacional e ligação Brasil - Venezuela, 2018

Fonte: Biblioteca Digital FGV, 2019.

Em 2019, afim de garantir o suprimento energético da capital Boa Vista e suas localidades,foi realizado leilão de geração em que resultou na contratação de 9 empreendimentos, totalizando 294 MW de potência para entrada em operação em 2021. Destes empreendimentos, 7 são de geração renovável. Tais projetos irão contribuir de forma positiva para o controle de tensão da região, proporcionando maior confiabilidade ao sistema. A previsão, para 2024, é de um aumento de 19,3% da carga comparada ao ano de 2020, e de 33,5% da demanda.[6] (EPE, 2021)

4. METODOLOGIA

A realização do referido estudo baseia-se em levantamento bibliográfico acerca dos Sistemas Isolados no Brasil Foi feita uma busca bibliométrica com as palavras “Sistemas Isolados” *AND/OR* “setor elétrico” *AND/OR* “Roraima” na base dedados da Universidade de Brasília assim como no jornal Valor On Line, Agência Nacional de Energia Eelétrica ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética, EPE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Ministério de Minas e Energia - MME.

[6] Dados relativos ao sistema Boa Vista e o suprimento fornecido às localidades de Alto Alegre, Bonfim, Caracaraí, Mucajaí, Rorainópolis e Normandia.

Afim de realizar o diagnóstico acerca do sistema isolado que interliga Roraima, buscou-se dados relativos a características de consumo de energia elétrica na região por grupos de consumidores, principais atividades desenvolvidas no estado de Roraima, os combustíveis utilizados pelas usinas que suprem de energia elétrica a região, etc.

De acordo com VERGARA (2000), o estudo consiste em uma pesquisa exploratória que visa discorrer sobre as questões econômicas e sociais relativas à interligação do sistema isolado de Roraima ao SIN. O objetivo desse tipo de pesquisa é procurar padrões, ideias ou hipóteses. A ideia não é testar ou confirmar uma determinada hipótese, e sim realizar descoberta

Para a escolha das possíveis soluções de abastecimento, foram utilizadas algumas das fontes de geração que venceram o Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, no seguinte arranjo utilizando as seguintes fntes de energia: Cavaco de Madeira, Bagaço de cana, Gás Natural e Diesel.

Foram observados alguns parâmetros técnico-econômicos para a realização do estudo tais como: o custo específico; O&M fixo e variável; custo de combustível; fator de capacidade; e vida útil.

Quadro 1 – Definição dos Parâmetros utilizados no Estudo e Diagnóstico

PARÂMETROS	DESCRIÇÃO
Custo específico	Aquisição de equipamentos, obras civis, conexão elétrica, montagem e comissionamento
O&M Fixo	Mão de obra, encargos mensais de operação e despesas em geral administrativas.
O&M Variável	Inclui o uso de equipamentos, não são considerados a´gua e lubrificantes.
Custo de Combustível	Engloba o valor da aquisição, transporte e armazenamento para o funcionamento da usina.
Fator de Capacidade	Trata-se de um critério utilizado em avaliações energéticas e econômicas da operação do sistema hidrotérmico brasileiro e a capacidade de geração (potência instalada) da usina ao longo de um dado período de tempo. Um fator de capacidade elevado significa dizer que a usina consegue manter a sua produtividade próxima e constante do esperado contratualmente.
Vida Útil	Corresponde ao período de contrato do empreendimento de geração, considerado foi de 20 a 30 anos . Quanto maior seu período de vida útil, menor pode ser o custo de energia gerada

Fonte: Elaboração própria autor (2021)

Os custos de O&M compreendem aqueles relativos à manutenção do empreendimento, podendo ser dividido em fixo e variável. Os custos fixos, não variam conforme a produção de energia elétrica diferentemente dos custos variáveis estão correlacionados à geração.

Os custos envolvidos na geração de energia elétrica podem ser classificados entre custos de geração e os investimentos. construção do empreendimento em si. Estes incorporam os gastos com o licenciamento ambiental, obras civis, equipamentos mecânicos, elétricos e de controle, a montagem e o comissionamento do projeto, transmissão, etc (EPE, 2021).

Resumidamente, temos na Tabela 1 os resultados calculados para cada uma das opções de combustíveis.

Quadro 2 – Resumo dos custos e investimentos para cada fonte de energia considerada

		Cavaco de Madeira	Bagaço de Cana	Gás Natural	Diesel
Custo específico	**R$/kW/ano**	1.500	1.200	800	2.000
O&M fixo	**R$/MWh/ano**	120	90	170	60
Custo de Combustível	**R$/MWh**	150	0	400	850
Fator de capacidade	**%**	80	33	60	
Vida útil	**anos**	20	20	20	7

Fonte: Adaptado de Premissas e Custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050, EPE, 2018.

5. RESULTADOS

Para a realização de uma estimativa de custos de instalação e operação dos empreendimentos escolhidos, serão adotadas algumas premissas embasadas em dados divulgados em órgãos como MME, EPE, ANEEL, ONS e CCEE.

De acordo com a Portaria MME nº 468, de 31/10/2018, a potência instalada disponível no estado é de 245 MW, totalizando 2.116.800 MWh por ano. Para a realização dos cálculos, foi considerada a cotação do dólar em R$ 5,44, de setembro de 2021.

Resumidamente, podemos visualizar os resultados no quadro 1 considerando as premissas técnicas dos empreendimentos.

Quadro 3 – Custos para geração de energia cada cenário energético

		Cavaco de Madeira	Bagaço de Cana	Gás Natural	Diesel
Custo específico	R$/kW/ano	R$ 2 bilhões	R$ 1,6 bilhões	R$ 1,33 bilhões	R$ 490 milhões
O&M fixo	R$/MWh/ano	R$ 29,4 milhões	R$ 22,05 milhões	R$ 66,15 milhões	R$ 14,7 milhões
Custo de Combustível	R$/MWh	R$ 36,75 milhões	0	R$ 66,7 mihões	R$ 208,25 milhões
Fator de Capacidade	%	80	33	90	7
TOTAL estimado	R$/MWh	R$ 36,75 milhões	0	R$ 66,7 mihões	R$ 208,25 milhões

Fonte: Elaboração própria (2021)

A concepção de um empreendimento energético que supra a demanda de uma determinada localidade requer a avaliação comparativa e total dos custos incorridos.

Considerando que a demanda local de 245 MW , comparativamente o combustivel diesel constitui a opção mais cara. O empreendimento incorreria em uma despesa com combustível de R$ 208,5 milhões comparativamente a opção mais em conta que seria a usina movida a bagaço de cana, de R$ 0.

Por outro lado, quando o quesito são os custos decorrentes de O&M Fixo temos a usina à diesel a opção mais atraente diferentemente da opção da usina a gás natural que custaria o valor de R$ 66,7 milhões. Esse quesito nos move na direção da usina à diesel todavia os gastos com o referido combustível podem desestimular a materialização de tal escolha.

Considerando os custos específicos que são definidos com base nos equipamentos, obras civis, conexão elétrica observa-se que o empreendimento à diesel torna-se a opção mais atraente.

Dentro desse contexto é importante salientar que a escolha de qual das

opções supracitadas seria a mais adequada ao abastecimento da capital do estado de Roraima é importante mostrar quais das opções a partir compra de equipamentos, obras civis, conexão elétrica, montagem e comissionamento da usinaem questão.

Como pode-se notar, os custos iniciais, para implementação, de uma usina são elevados, em média R$ 1,5 bilhão de reais. Para uma melhor análise dos investimentos da usina, os investimentos foram separados em três categorias, custo específico, O&M fixo e combustível.

6. CONCLUSÃO

No Brasil, 8 das 27 Unidades Federativas são abastecidas parcial ou totalmente por Sistemas Isolados, como é o caso de Roraima, o único estado brasileiro que não está conectado ao SIN e diversas localidades deste estado não possuem acesso à eletricidade integralmente, variandode 5 a 20 h.

O abastecimento de Roraima pela UHE Guri desde 2001 foi interrompido em 2019 apos sucessivas falhas de entrega de energia.Desde março de 2019, as UTEs locais tem suprido o estado. O orçamento do fundo setorial CCC em 2020 foi de R$ 7,5 bilhões.

A manutenção dessa estratégia apenas adia o compromisso da conectividade do estado ao SIN. Observando o diagnóstico realizado a partir do uso de diferentes fontes de energia é viável implementar um empreendimento de geração de energia que supra a demanda do estado inteiro.

Apresentadas todas as hipóteses, variáveis e após analisar cada uma das alternativas, a fonte diesel mostra-se como a mais indicada para a solução do suprimento de Roraima.

Apesar das demais opções de uso de fontes de geração, a conectividade ainda constitui uma das alternativas mais indicadas. Além de representar estabilidade no fornecimento energético do estado, interligará a última capital brasileira ao SIN, o Linhão irá tornar Roraima em um estado exportador de energia elétrica. Com a entrada do Linhão de Tucuruí, interligando Roraima ao SIN,o valor referência de geração chegará a R$ 291,00 por MWh, o que o

fortalece comomelhor opção de abastecimento elétrico do estado.

A disponibilidade de energia elétrica estável e constante é fundamental para asegurança, a defesa e o desenvolvimento do estado de Roraima e do Brasil, aumentando a visibilidade e consequentemente os investimentos em diversas áreas,como comércio e indústria.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. ANEEL acompanha geração continuada de térmicas em Roraima. 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aneel-acompanha-geracao-continuada-de-termicas-em-roraima/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 28 abr. 2021.

ANEEL. Transição Energética nos Sistemas Isolados – Perspectivas e desafios (Economia para os consumidores). 2021. Disponível em: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/18_ANEEL_Apresentacao_Gesel_Perspectivas_e_Desafios_para_transi%C3%A7%C3%A3o_energ%C3%A9tica.pdf. Acesso em: 1º out. 2021.

CCEE. Gestão da Conta. 2021. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pagespublico/o-que fazemos/contas/conta_ccc/_gestao_conta?_adf.ctrl-state=195jratcj_1&_afrLoop=8346484801382#!%40%40%3F_afrLoop%3D8346484801382%26_adf.ctrl-state%3D195jratcj_5. Acesso em: 22 abr. 2021.

CCEE. InfoContas Setoriais. 2021. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?aba=aba_info_contas_setoriais&_afrLoop=156326936744131&_adf.ctrl-state=14b6eyk5ec_75#!%40%40%3Faba%3Daba_info_contas_setoriais%26_afrLoop%3D156326936744131%26_adf.ctrl-state%3D14b6eyk5ec_79. Acesso em: 13 mar. 2021

DOIG, A.. Off-grid electricity for developing countries. Iee Review, [S.L.], v. 45, n. 1, p. 25-28, 1 jan. 1999. Institution of Engineering and Technology (IET). http://dx.doi.org/10.1049/ir:19990104. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/750256/authors#authors. Acesso em: 30 fev. 2021.

EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica. Acesso em: 26 mar. 2021.

EPE. Estudos Associados ao Plano Decenal de Expansão da Energia - Estudo da Interligação Boa Vista - Manaus. 2010. Disponível em: http://www.epe.gov.br. Acesso em: 13 ago. 2021.

EPE. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2024 – Ciclo 2019. 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-452/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2019_rev1.pdf. Acesso em: 26 fev. 2021.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em: 15 mar. 2021.

EPE. Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados em 2020. 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/NT-DPG-DEE-01-2019_Projeção%20Preços%20Combustíveis%20para%20o%20SI_2019.10.09.pdf. Acesso em: 28 fev. 2021.

IBGE. Roraima. 2021. Disponível em: https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rr/panorama. Acesso em: 13 mar. 2021.

MME. Portaria Interministerial MME/MRE N° 186, de 30 de abril de 2014. Disponível em:https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-

informacao/legislacao/portarias-interministeriais/portaria_interministral-186-de-30-04-2014-publicado-no-dou-de-02-05-2014.pdf Acesso em: 15 ago. 2021.

MME. Portaria MME N° 468, de 31 de outubro de 2018. Disponível em: https://www.in.gov.br/materia/-asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/48228825/do1-2018-11-01-portaria-n-468-de-31-de-outubro-de-2018-48228445. Acesso em: 15 ago. 2021.

ONS -. Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2020. 2019.Disponívelem:http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumário%20Executivo%20-%20PEN%20SISOL%202020.pdf. Acesso em: 20 fev. 2021.

ONS. Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2021. 2020. Disponívelem:http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/SUMARIO_EXECUTIVO_PEN_SISOL_2021.pdf. Acesso em: 20 fev. 2021.

Silva et al. Atlas Escolar Geográfico de Roraima. Roraima: Ueff Edições, v.1,2020.Disponívelem:https://edicoes.uerr.edu.br/index.php/inicio/catalog/view/21/34/222-1. Acesso em: 12 abr. 2021.

VERGARA, Sylvia C. Projetos e relatórios de pesquisa em administração. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

SISTEMA NACIONAL DE INOVAÇÃO E A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS *OFFSHORE*: A HISTÓRIA DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS *OFFSHORE* NO BRASIL E O PAPEL DA PETROBRAS

Ana Carolina Alves de Mello

Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

Atualmente o Brasil é referência na produção de Petróleo e Gás em águas profundas, resultado de muitos investimentos em pesquisa e inovação ao longo dos anos, de políticas de apoio e da parceria entre a Petrobras e diversas empresas e institutos de pesquisa. Esse artigo tem por objetivo analisar o Sistema de Inovação de Petróleo e Gás offshore brasileiro, apresentando alguns atores chaves e seus relacionamentos dentro do sistema.

Palavras-chave: Sistema Nacional de Inovação, Petróleo, Gás, Petrobras.

ABSTRACT

Currently, Brazil is a reference in the production of Oil and Gas in deep waters, the result of many investments in research and innovation over the years, of support policies and of the partnership between Petrobras and several companies and research institutes. This article aims to analyze the Brazilian offshore Oil and Gas Innovation System, presenting some key actors and their relationships within the system.

Keywords: National Innovation System, Oil, Gas, Petrobras.

1. INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo e gás no Brasil possui uma história marcada por grandes esforços em pesquisa e desenvolvimento que possibilitaram o domínio de novas tecnologias para exploração de petróleo em águas profundas e ultra

profundas. Esses investimentos possibilitaram que o país assumisse uma posição de destaque na exploração de petróleo e gás offshore mundial.

A história da exploração de petróleo e gás no mar no país mostrou que a simples aquisição de tecnologia no exterior, sozinha, não se mostrava suficiente, sendo necessários esforços locais para desenvolver mão de obra qualificada que fosse capaz de interpretar, transformar e internalizar a tecnologias estrangeiras e desenvolver tecnologias adaptadas para a realidade brasileira.

O artigo analisa o desenvolvimento produtivo e tecnológico e os processos inovativos utilizando como base conceitual a abordagem neo-schumpteriana de Sistema Nacional de Inovação - SIN. A análise se estenderá a um conjunto de instituições e políticas que afetam o processo inovativo, destacando o papel da Petrobrás nesse processo.

O artigo será dividido em 3 partes além da introdução e conclusão. A primeira parte irá apresentar o arcabouço teórico de Sistema Nacional de Inovação. A segunda parte irá apresentar estrutura do SIN de petróleo e gás offshore antes da quebra do monopólio estatal da Petrobras. Já a terceira parte irá analisar a estrutura do SIN após a abertura de mercado.

2. O CONCEITO DE SISTEMA NACIONAL DE INOVAÇÃO

A partir da década de 1970, o conceito de inovação passou a ser entendido como um *"processo sistêmico, não-linear e não isolado"* (CASSIOLATO; LASTRES, 2008). Segundo o Manual de Oslo: "O novo pensamento sobre inovação fez surgir a importância dos sistemas e levou a uma abordagem mais integrada da formulação e implantação de políticas ligadas à inovação" (OCDE, 2004, p. 32).

No início dos anos 80, as decisões e estratégias tecnológicas passaram a ser percebidas como dependentes de fatores mais amplos como, por exemplo, o sistema financeiro, educacional e a organização do trabalho. Esta percepção começava a apontar para uma definição de Sistema Nacional de Inovação, conceito que foi introduzido por Christopher Freeman e Bengt-Ake Lundvall (CASSIOLATO; LASTRES, 2005).

Para Lundvall (2016) um SIN pode ser definido como um sistema aberto e heterogêneo, constituído por uma série de elementos que interagem na produção, difusão e uso de conhecimento novo e economicamente útil. Esses elementos englobam relações localizadas ou enraizadas dentro das fronteiras de um Estado-Nação, levando em consideração a suposição de que os países são homogêneos em termos políticos e culturais. Já Cassiolato e Lastres (2005, p.37) definem um sistema de inovação como: "*um conjunto de instituições distintas que contribuem para o desenvolvimento da capacidade de inovação e aprendizado de um país, região, setor ou localidade – e o afetam. Constituem-se de elementos e relações que interagem na produção, difusão e uso do conhecimento*."

Pode-se entender um Sistema de Inovação tanto no sentido restrito, com ênfase apenas em pesquisa e desenvolvimento e ciência e tecnologia, quanto no sentido amplo, que além das empresas, organizações de ensino e pesquisa e políticas de ciência tecnologia e informação, engloba políticas governamentais como um todo, organizações financiadoras e outros atores e elementos que influenciam a aquisição, uso e difusão da inovação, como processos históricos, por exemplo, e todos os aspectos e partes da estrutura econômica e institucional onde a aprendizagem ocorre. Na perspectiva ampla, o SIN é composto por diferentes subsistemas, como pode-se ver na Figura 1 (CASSIOLATO; LASTRES, 2005), que são influenciados por diversos contextos: político, social, econômico etc. (CASSIOLATO; LASTRES, 2008; LUNDVALL, 2016).

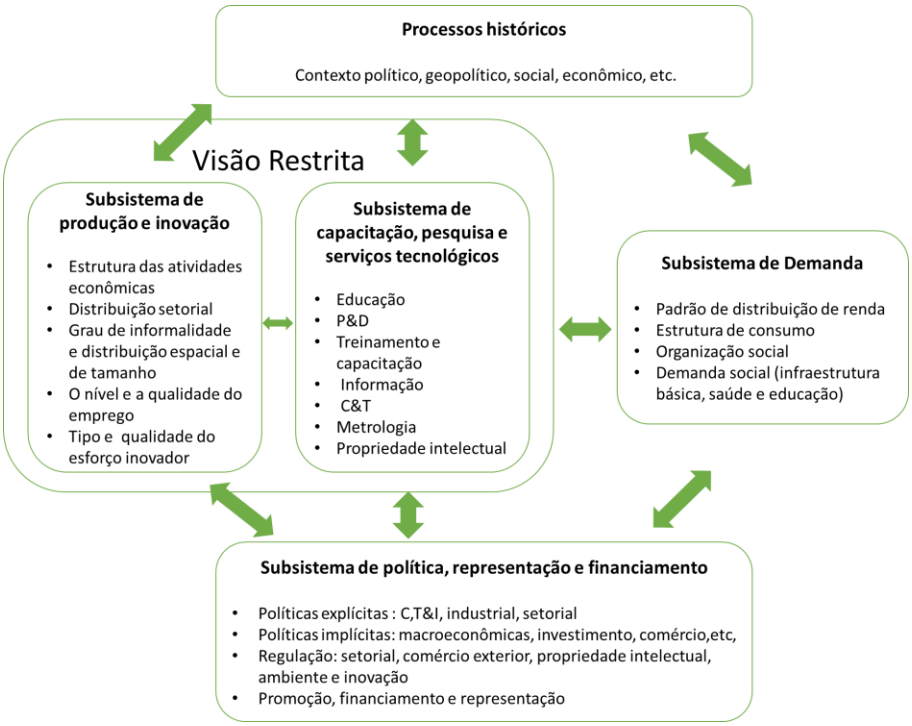


Figura 1 – Sistema Nacional de Inovação nas visões restrita e ampla

Dentro de um determinado país, é a interação entre os agentes econômicos, sociais e políticos nos sistemas de inovação que favorece a difusão de inovações (TIGRE,2005). Conforme determinada tecnologia vai se difundindo, algumas inovações incrementais resultantes tornam-se vantagens para os países onde a difusão ocorre de forma mais acentuada (FREEMAN ; SOETE, 1997).

Freeman & Soete (1997) ressaltam que uma vez dentro de um sistema interrelacionado, as aptidões e experiências são compartilhadas e abreviam o tempo de aprendizado e de emparelhamento. Para os autores, o desenvolvimento deriva da capacidade dos países de estabelecerem sistemas tecnológicos interrelacionados em evolução, que podem gerar sinergia para processos de crescimento autossustentado.

Sendo assim, a melhor estratégia para o desenvolvimento de um sistema de inovação, consistiria em analisar cada caso levando em consideração as peculiaridades, a posição e o papel dos sistemas nos contextos nacional e

internacional (CASSIOLATO; LASTRES, 2005). Além disso, como diferentes trajetórias de desenvolvimento contribuem para moldar um Sistema de Inovação com características bastante diversas que requerem apoio político específico, é necessário que se leve em conta além dos contextos produtivo, financeiro, social, institucional e político, as esferas micro, meso e macro (CASSIOLATO; LASTRES, 2008)

Outro ponto a ser levado em consideração, é que a simples aquisição de tecnologia no exterior, não substitui os esforços locais, sendo necessário conhecimento para interpretar, selecionar, comprar (ou copiar) transformar e internalizar a tecnologia (CASSIOLATO; LASTRES, 2008). A assimilação de uma tecnologia sofisticada hoje e a capacidade de usá-la de forma eficiente exige a existência de capacidade de pesquisa e desenvolvimento dos países, uma vez que existe uma diversidade de condições locais que podem requerer processos adaptativos (FREEMAN; SOETE, 1997).

Segundo Cassiolato e Lastres (2005), a economia brasileira apresenta um padrão de inovação que na maioria das vezes, ainda é defensivo e adaptativo. Para os autores, as exceções se encontram na agroindústria e em atividades entendidas como estratégicas para o Estado como o setor de petróleo e aeronáutico. Nessas atividades, o Estado brasileiro se mostrou fundamental no processo de constituição de sistemas de inovação.

3. O SISTEMA NACIONAL DE INOVAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS *OFFSHORE* BRASILEIRO DE 1954 ATÉ 1997

3.1 Subsistema de produção e inovação

Entre 1947 e 1953 acontecia no Brasil a chamada Campanha do Petróleo que visava a estatização do material que posteriormente levou a discussão de um projeto de lei para criação de uma empresa pública de exploração de petróleo (MORAIS, 2013). Instituída em 12 de março de 1954, a Petrobrás foi reconhecida como uma sociedade por ações de economia mista e com controle acionário do governo federal. A organização do setor em torno do monopólio estatal que seria exercido pela empresa em todas as atividades da cadeia petrolífera exceto a

parte de distribuição, se constituiu uma solução à época para promover o desenvolvimento da indústria brasileira de petróleo e enfrentar o poder econômico do cartel internacional (PINTO JUNIOR, 2016).

Para cumprir sua missão, a empresa desempenhou o papel de agente indutor do desenvolvimento de uma rede de empresas fornecedoras de serviços petrolíferos, firmas de engenharia e fabricantes de bens industriais, essenciais às atividades produtivas do petróleo, como forma de reduzir a dependência de aquisições externas de bens de capital e de tecnologias necessárias aos pesados investimentos previstos no setor (MORAIS, 2013).

Além do investimento em capacitação de mão de obra, os primeiros anos de atuação da Petrobras também foram marcados pelo início da parceria da empresa com a indústria nacional para produzir equipamentos localmente e não depender de importações diante de um cenário de escassez de divisas que o país enfrentava a época. Essa parceria ocorria via transferência de conhecimento científico para os fornecedores de equipamentos e materiais para o setor de petróleo (SILVEIRA,2013).

3.2 Subsistema de capacitação, pesquisa e serviços tecnológicos

Em 1955 a Petrobrás criou o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP) que era dividido em dois setores, um voltado para capacitação profissional, o Setor de Cursos de Petróleo, e o outro voltado para pesquisa tecnológica, o Setor de Análises e Pesquisas. Em 1966, o CENAP foi substituído pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES), centro voltado exclusivamente para pesquisas (MORAIS, 2013; MORAIS; TURCHI, 2013).

Através do CENPES, a Petrobras mantém parcerias com universidades e institutos tecnológicos desde o início de suas atividades. As contratações de pesquisas externas abrangem todas as áreas e programas de interesse da Companhia, como tecnologias de refino, estudos de petróleos pesados, energias renováveis, engenharia naval, águas profundas, biotecnologia e bio tratamentos, meio ambiente, entre outros (MORAIS, 2013).

Apesar dos grandes investimentos iniciais, devida a baixa capacitação do país, nos primeiros anos o CENPES importava a tecnologia a ser utilizada, adaptando as tecnologias estrangeiras as condições locais com a realização de aperfeiçoamentos. No entanto, a tecnologia existente para exploração de petróleo no mar disponível na época, não era condizente com a realidade brasileira, de reservas presentes em águas profundas e ultra profundas, não sendo possível aproveitar a experiência internacional em exploração no mar em águas rasas. Diante do impasse de importar tecnologia, desenvolver tecnologia própria ou simplesmente importar petróleo, as autoridades brasileiras optaram por desenvolver um sistema de inovações brasileiro de petróleo offshore se pautando na importância estratégica do mineral. Como resultado dos seus esforços, na década de 1980, a empresa já possuía seu primeiro hardware de tecnologia offshore 100% nacional (NETO; COSTA, 2007; MORAIS, 2013).

A segunda metade da década de 1980 foi marcada por grandes esforços da Petrobras para se livrar da dependência externa. Em 1986 a empresa deu início ao Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas – PROCAP que levaria a empresa a investir 1% de todo o seu faturamento em pesquisa e desenvolvimento. Segundo Neto e Costa (2007), o programa viria a se tornar “um dos maiores programas tecnológicos do país.

O primeiro PROCAP ficou conhecido como PROCAP 1000 uma vez que visava viabilizar a produção de petróleo em águas com profundidades de até 1000 metros. O programa foi relançado em 1992 e 2000 para viabilizar a produção em águas com profundidade de 2000 e 3000 metros, respectivamente (MORAIS, 2013).

3.3 Subsistema de política, representação e financiamento

Dentre as diversas medidas da empresa para promover o conteúdo local pode-se destacar a elaboração de um documento contendo normas de suprimento em 1958, do Cadastro da Indústria para articulação com fornecedores, e do Serviço de Materiais (Sermat) em 1965, que tinha como objetivo facilitar a aquisição de materiais e equipamentos (SILVEIRA, 2013).

Outro programa importante implantado pela Petrobras para promover a indústria nacional foi o Fabricação Pioneira, que através da transferência de conhecimentos qualificava empresas para produzir peças, equipamentos e componentes importados e concedia adiantamento financeiro via contratos. Ao todo, as políticas promovidas pela Petrobras em conjunto com o financiamento do Banco Nacional para o Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e políticas protecionistas possibilitaram o desenvolvimento da indústria de fornecedores nacionais para a indústria petroleira (SILVEIRA, 2013).

4. A NOVA CONFIGURAÇÃO APÓS A ABERTURA DO MERCADO

O início dos anos noventa foi marcado por um contexto de privatizações no Brasil, que levou à reforma do setor petroleiro. Em 1997 foi sancionada a lei 9.478 que dispunha sobre a instituição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP como autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia e a quebra do monopólio estatal da Petrobrás sobre as atividades de exploração, desenvolvimento, transporte, refino e produção de gás natural e petróleo sob regime de concessão.

4.1 Subsistema de produção e inovação

Grande parte da história da exploração de petróleo e gás no Brasil é marcada pela presença da Petrobras que por muito tempo foi responsável por garantir o financiamento e a coordenação e a utilização do conhecimento científico e da inovação no setor. A quebra do monopólio fez com que o setor de petróleo e gás fosse profundamente modificado, o número de atores presente no sistema de inovação de petróleo e gás brasileiro aumentou e com isso surgiram problemas de coordenação uma vez que foi necessário redefinir as relações e os papéis dentro do sistema (FURTADO, 2002; MOURA, 2002).

Segundo dados da ANP a produção offshore hoje conta 84 grupos empresariais pertencentes a 22 países que operam em regime de concessão, partilha e cessão onerosa. Essas empresas em conjunto com as empresas para-petrolíferas possuem fortes laços de cooperação entre elas e com centros de

pesquisas e universidades que entre outras realizações, possibilitaram a implantação do Parque Tecnológico na Ilha do Fundão (PINTO JUNIOR, 2018).

4.2 Subsistema de capacitação, pesquisa e serviços tecnológicos

Um outro ator que surgiu com a reestruturação do setor foi o CTPetro. O fundo setorial, criado em 1998 dispunha sobre o uso de um quarto dos cinco por cento excedente da parcela do valor dos royalties da produção para financiar programas de amparo a pesquisa e ao desenvolvimento tecnológico na indústria do petróleo (BRASIL, 1998). Os recursos do CTPetro foram garantidos pela Lei do Petróleo de 1997 e tem por objetivo estimular a inovação no setor através da qualificação da mão de obra e do desenvolvimento de pesquisas e projeto. O fundo segue as diretrizes do Plano Nacional de Ciência e Tecnologia e a maior parte dos recursos é administrada pela Finep (FURTADO, 2002; MORAIS; TURCHI, 2013).

Os contratos de concessão e os de partilha contam com a cláusula de P&D desde o início da operação da ANP (PINTO JUNIOR, 2018). Segundo dados da ANP, atualmente existem 1.013 unidades de pesquisa credenciadas junto a agência, presentes em 26 estados e no Distrito Federal. As cláusulas de P, D&I nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás também ajudam a custear o Programa de Formação de Recursos Humanos – PRH que desde 1999 vem oferecendo bolsas de estudos em diferentes áreas de conhecimento em diferentes instituições no Brasil.

Vale ressaltar que mesmo após a reestruturação, a Petrobrás ainda possui um papel fundamental no financiamento do sistema de inovação. Pode-se perceber a partir do Gráfico 5 que apesar das outras concessionárias investirem em PD&I, a Petrobras ainda é responsável por grande parte dos investimentos. No entanto, podemos observar também que o volume investido pelas outras concessionárias vem aumentando desde 2010.

4.3 Subsistema de política, representação e financiamento

Desde 1999, ano do primeiro leilão após a dissolução do monopólio da Petrobrás existe uma cláusula contratual, fiscalizada pela ANP, que torna as empresas responsáveis por cumprir porcentagens mínimas de conteúdo local nas rodadas de licitação. Além disso, os anos seguintes seguiram com diversas medidas para incentivar essa política, como o lançamento do Programa de Mobilização da Indústria do Petróleo e Gás Natural (Promimp) em 2003, a cartilha de conteúdo local e um sistema de certificação de empresas habilitadas pela ANP em 2005 e o Programa de Estímulo à competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor) em 2016 (PINTO JUNIOR, 2018).

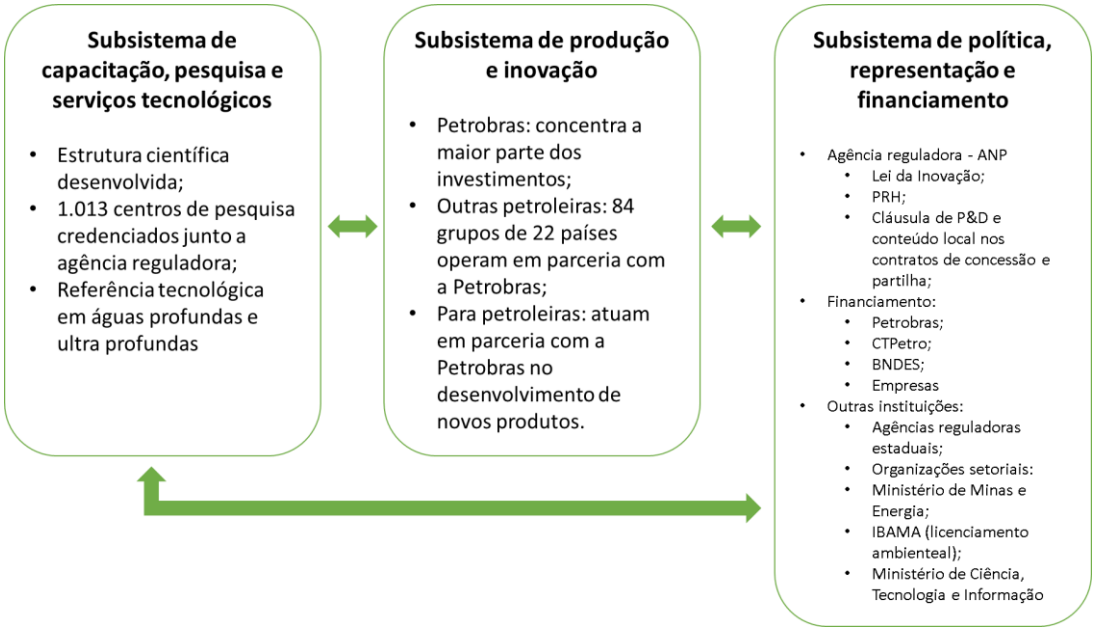


Figura 2 – Sistema Nacional de Inovação de Petróleo e Gás offshore brasileiro

5. CONCLUSÃO

A diminuição da dependência externa do petróleo só foi possível devido a capacidade da Petrobras de desenvolver tecnologia especializada para exploração em águas profundas e ultra profundas através do financiamento de pesquisas e cooperação com instituições e fornecedores locais.

Apesar da abertura do mercado da quebra de monopólio, a Petrobras ainda detém um grande papel na promoção da inovação no setor. A modificação que o setor sofreu após a abertura do mercado, com a entrada de novos atores fez com que fosse necessário repensar as relações e os papéis dentro do Sistema Nacional de Inovação. Essa redefinição não foi um processo fácil e diversos problemas de coordenação ocorreram.

Hoje podemos dizer que o SNI de petróleo e gás brasileiro é composto por um conjunto de empresas, concessionárias e fornecedores, agências de fomento e de financiamento, centros de pesquisa e universidades e a agência reguladora do setor, ANP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CASSIOLATO, J. E.; LASTRES, H. M. M. Discussing Innovation and development: converging points between the Latin American school and the innovation system perspective. Globelics Working Paper Series v.8 n. 2. 2008.

OCDE. Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico. Manual de Oslo: proposta de diretrizes para coleta e interpretação de dados sobre inovação tecnológica. Rio de Janeiro: Finep, 2004. Disponível em: < http://www.finep.gov.br/images/a-finep/biblioteca/manual_de_oslo.pdf>

CASSIOLATO, J. E., LASTRES, H. M. M. “Sistemas de Inovação e Desenvolvimento - as implicações de política”. São Paulo em Perspectiva, 19, (1), p. 34–45, 2005

FREEMAN, C.; SOETE, L. 1997. The Economics of Industrial Innovation. MIT Press.

LUNDVALL, B. National System of Innovation: Towards a theory of innovation and interactive learning in: The learning Economy and the Economics of hope. Anthem Press. 2016.

MORAIS, J. M. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. IPEA. Brasília, 2013.

NETO, J. B. O.; COSTA, A. J. D. A Petrobrás e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário. RBE. Rio de Janeiro. V. 61 n.1 p. 95-109. Jan-mar 2007.

PINTO JUNIOR, H. Q. Estudo de sistema produtivo petróleo e gás. Instituto Euvaldo Lodi. Brasília, 2018

PINTO JUNIOR, H. Q. (Org). Economia da Energia – Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2016

TIGRE, P. B. Paradigmas tecnológicos e teorias econômicas da firma. 2005. Revista Brasileira de Inovação, v. 4, n. 1, p. 187-223, jan./jun.

MORAIS, J. M.; TURCHI, L. M. Sistema de inovação tecnológica no setor de petróleo e gás. Radar – Artigos n. 24. p. 19-25. IPEA. 2013. Disponível em: < http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/5415>.

MOURA, M. G. Agências Regulatórias no Brasil: os casos dos setores de telecomunicações, eletricidade e petróleo/gás natural. Revista do Serviço Público. Ano 53 n. 2 abril-junho 2002

FURTADO, A. T. Mudança Institucional e inovação na indústria brasileira de petróleo. Revista Brasileira de Energia v.9 nº 1. P. 9-29, 2002.

TECNOLOGIAS PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE GEE NO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO: AGENDA PÚBLICA PARA TRANSFERÊNCIA TECNOLÓGICA

Raíssa Moreira Lima Mendes Musarra[1]; Mariah Pires Carramillo[1]; Célio Bermann[1]; André Felipe Simões[1]

[1]Universidade de São Paulo

RESUMO

O objetivo deste trabalho é expor a atual configuração brasileira no que diz respeito à transferência tecnológica internacional de serviços, produtos e tecnologias para mitigar as emissões de gases de efeito estufa no setor energético brasileiro, o que inclui a recepção e compartilhamento de conhecimento técnico-científico, recursos humanos e estruturas (fatores de produção, bens, insumos). Assim, leva-se em consideração a transferência entre países. A metodologia utilizada consiste na análise de políticas e instituições, através de acompanhamento institucional e análise normativa e documental e método indutivo. Com isso, este trabalho busca demonstrar quais ações de transferência tecnológica para mitigar as emissões de GEE no setor energético estão na atual agenda pública e política do Estado brasileiro.

Palavras-chave: Transferência Tecnológica; Mitigação de Emissões de GEE; Gases do Efeito Estufa; Emissões do Setor Energético; Brasil.

ABSTRACT

The objective of this work is to expose the current Brazilian configuration regarding the international technological transfer of services, products and technologies to mitigate greenhouse gas emissions in the Brazilian energy sector, which includes the reception and sharing of technical-scientific knowledge, human resources and structures (factors of production, goods, inputs). Thus, the transfer between countries will be considered. The methodology focuses at the analysis of policies and institutions, through

institutional monitoring and normative and documentary analysis and inductive method. Thus, this work seeks to demonstrate which technology transfer actions to mitigate GHG emissions in the energy sector are on the current public and political agenda of the Brazilian State.

Keywords: Technology Transfer; Mitigation of GHG Emissions; Greenhouse gases; Energy Sector Emissions; Brazil.

1. INTRODUÇÃO

O contexto global de minimização de danos por emissões de GEE e a institucionalização de medidas para evitar o aquecimento global demandam o compartilhamento de experiências exitosas e sua respectiva facilitação para o alcance das metas estabelecidas interna e coletivamente. O Brasil, como país em desenvolvimento, está na posição de receptor e promotor do conhecimento tecnológico, em especial, como receptor dos países desenvolvidos e co-ator entre os países em desenvolvimento, principalmente devido às relações internacionais na América Latina.

A princípio, são identificados três mecanismos de promoção de tecnologias: MDL, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Diálogos Setoriais e Grupo Especializado em Transferência de Tecnologia, formado em 2001, pela Convenção sobre Mudanças Climáticas das Nações Unidas. Destacam-se, neste sentido, os Diálogos Setoriais, por representarem uma parceria entre a União Europeia (UE) e o Brasil, promovendo a troca de conhecimentos e experiências na área de energia com base em interesses mútuos.

O processo de transferência de tecnologia pode ser definido como o processo pelo qual uma tecnologia é desenvolvida para um uso ou setor específico, de forma comercial ou base não comercial, envolvendo bens e elementos intangíveis, como know-how e informações técnicas (CARVALHO, 2017). Ou, segundo a UNCTAD (2014), a transferência de tecnologia pode estar relacionada ao movimento de indivíduos ou mais especificamente ao movimento de um conjunto específico de capacidades. A crescente internacionalização das economias causas, especialmente no que diz respeito aos países em

desenvolvimento, supõe novas demandas por investigações nos processos e consequências da transferência internacional de tecnologia, (MIYAZAKI, 1991).

A discussão sobre “tecnologia” em mudanças climáticas foi fortalecida pelo Acordo de Paris, sendo o Artigo 10 dedicado ao desenvolvimento e transferência de tecnologia. E, desde 2009, as discussões da UNFCCC sobre desenvolvimento e transferência de tecnologia têm se concentrado no Mecanismo de Tecnologia sob os Acordos de Cancun de 2010, que pode ser visto como a resposta da governança climática global às reivindicações redistributivas dos países em desenvolvimento (IPCC, 2022).

2. TRANSFERÊNCIA TECNOLÓGICA E MUDANÇAS CLIMÁTICAS

Os contratos de transferência de tecnologia podem viabilizar a produção e o domínio de tecnologias “essenciais” para o País”, conforme definido em atos específicos dos Ministros dos Estados responsáveis pela sua execução. (RIBEIRO E BARROS, 2014).

Existem inúmeros programas, multilaterais, bilaterais e privados, que facilitaram PD&D, tendendo principalmente para mitigação (em oposição a adaptação) atividades, com diálogos sobre coordenação de pesquisa, por exemplo, o Mecanismo de Tecnologia da UNFCCC, entre outras coisas, visa facilitar financiamento para PD&D de tecnologias climáticas, ajudando nas atividades de prontidão para países em desenvolvimento[1] (IPCC, 2022).

O Technology Executive Committee (UNFCCC, 2021) revisando as boas práticas na cooperação internacional de tecnologia destacou que a maioria das iniciativas são lideradas pelo setor público e que o setor privado tendia a se envolver apenas em fases de incubação, comercialização e difusão.

Desde que o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Kyoto está operacional, os estudos avaliaram sua contribuição hipotética à

[1] Em 1997, no Japão, foi realizada na cidade de Kyoto a 3ª Convenção do Clima (COP 3), tendo grande importância na questão de mitigação das mudanças climáticas, nessa conferência foram definidas as metas de redução de gases de efeito estufa dos países membros, e permitiu-se a precificação das não-emissões desses gases, possibilitada a transferência de certificados de redução entre os países membros, incentivando-se, assim, novas tecnologias para diminuir as emissões de gases e uma nova oportunidade de mercado (IPCC, 2022).

transferência de tecnologia, incluindo a transferência de conhecimento e a literatura tem variado em sua avaliação, e, embora o MDL seja geralmente avaliado positivamente na contribuição da transferência de tecnologia, também foi considerado criticamente, pois a capacidade de resposta do mercado e o acompanhamento da exportação implicam um viés para economias maiores e mais avançadas, em vez dos países que mais precisam de transferência de tecnologia, embora alguns países tenham conseguido corrigir isso direcionando os projetos, subnacionalmente, de acordo com a necessidade subnacional (IPCC, 2022). A análise econométrica de fatores internacionais de transferência de tecnologia e características de projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) relatada pelo IPCC (IPCC, 2022) aponta a complexidade e a novidade das tecnologias MDL, que quando inclui a transferência de tecnologia de hardware, não parece ter fatores como tamanho do projeto e capacidade de absorção do país anfitrião como determinantes.

A tecnologia é vista como um dos 'meios de implementação' da ação climática, contudo, países em desenvolvimento geralmente têm capacidades de inovação tecnológica relativamente limitadas, necessitando acessar tecnologias desenvolvidas em países de renda mais alta com sistemas de inovação mais fortes, exigindo, muitas vezes, adaptações ao contexto e necessidades locais e capacidades de inovação para adaptá-las adequadamente e para criar novos mercados e modelos de negócios, estando a transferência de tecnologias relacionadas às mudanças climáticas pode gerar benefícios de desenvolvimento em áreas como a da saúde, acesso à energia, redução da pobreza e competitividade econômica, desenvolvimento industrial, criação de empregos e crescimento econômico (IPCC, 2022).

De modo geral, a transferência de tecnologia concentra-se, na seara da mitigação de mudanças climáticas, em: i) absorção e implantação de tecnologia climática aprimorada em países em desenvolvimento e ii) pesquisa e

desenvolvimento aprimorados por meio de cooperação e disseminação de conhecimento.

Nos documentos da UNFCCC, a transferência de tecnologia Sul-Sul surge como complemento à transferência de tecnologia e know-how de Norte a Sul. Os temas desenvolvimento e a transferência de tecnologia fazem parte da UNFCCC desde seu acordo em 1992 e passando por discussões e desenvolvimentos no contexto das negociações internacionais sobre o clima (IPCC, 2022).

Os resultados em transferência tecnológica podem variar significativamente dependendo da natureza do envolvimento internacional e do contexto, a falta de participação na globalização econômica é um dos critérios apontados pelos especialistas do IPCC (IPCC, 2022), especulando-se que as negociações climáticas podem facilitar a transferência de tecnologia para esses países por meio da criação de demanda global por tecnologias de baixa emissão por meio de metas de mitigação mais fortes que resultarão na redução de custos e, consequentemente, maior difusão de tecnologia.

Porém, os estudos referenciados pelo IPCC (2022) apontam que essas dinâmicas podem causar dependências de conhecimento e de fornecedores estrangeiros, impactos negativos em termos de custos mais altos e restrições do balanço de pagamentos e vulnerabilidade a choques externos, fazendo com que nem todos os países se beneficiem da globalização da inovação, barreiras permanecem relacionadas a finanças, desempenho ambiental, capacidades humanas e custo, estando os países em desenvolvimento em desvantagem.

Elementos impeditivos seriam instituições com mau funcionamento, em um contexto de problemas de mercado, imperfeição, clientelismo e exclusão social de comunidades e exclusão patrimonial em estados comercializados. Ademais disso, os interesses como a produção de combustível fóssil também podem impedir a implantação de tecnologias de baixa emissão, demandando esforços internos e engajamento internacional para facilitar a transferência de tecnologia e a implantação em países em desenvolvimento, bem como o acesso inadequado a informações sobre tecnologias climáticas importadas, falta de capacidades domésticas para implantar e manter tecnologias importadas, o

ambiente regulatório fraco para estimular o empreendedorismo de tecnologia limpa, a ausência ou inadequação de leis sobre mudanças climáticas e a proteção legal fraca para tecnologias importadas (IPCC, 2022).

De acordo com o último relatório do IPCC (IPCC, 2022), a lacuna na inovação tecnológica de baixo carbono entre os países parece estar diminuindo apenas entre os países da OCDE, e os países de baixa renda não são capazes de se beneficiar delas; os prazos de desenvolvimento de novas tecnologias energéticas podem se estender até 70 anos, recomendando-se equilíbrio por parte de especialistas e entre comercializar tecnologias de baixa emissão em fase de demonstração e difundi-las globalmente e os gastos em P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) em estágio inicial, contexto em que adaptações transformadoras, abordagens transdisciplinares e capacitação mudando "a cocriação de entendimentos contextuais" em vez da transferência de cima para baixo do conhecimento existente trariam melhores resultados.

3. DINÂMICAS NO BRASIL

O Brasil incorporou o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) que possibilita trocas tecnológicas entre países, porém, em novembro de 2021, na COP 26 em Glasgow foi elaborado o artigo 6 do Acordo de Paris, estabelecendo novos critérios relacionados ao mercado de carbono, principalmente no que tange a contagem de créditos de carbono e as transições de atividades e créditos. Com isso, o Brasil suspendeu o recebimento de projetos MDL até o governo criar uma metodologia capaz de seguir com as novas regras criadas na COP26 (MCTIC, 2022).

A maioria dos projetos brasileiros relacionados à emissão evitada está relacionado a projetos de diminuição do desmatamento, mais conhecido como projeto REDD + (Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação Florestal), e estão disponibilizados, em sua maioria, na plataforma VERRA, plataforma essa criada para atender o mercado voluntário de carbono.

Tanto o MDL como o Verra, são importantes ferramentas para a transferência tecnologia, pois nessas plataformas estão disponibilizadas as

metodologias para o desenvolvimento de diversos projetos para a mitigação de gases de efeito estufa, a partir de diversas frentes como a área energética (energias renováveis, eficiência energética) e florestal (agroflorestais, desmatamento evitado, reflorestamento).

Ademais, outro órgão de grande importância para a disseminação de tecnologias é o Climate Technology Center and Network (CTCN), criado pelas Nações Unidas, mais especificamente a Convenção-Quadro sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), com o objetivo de ajudar os países em desenvolvimento a implementar tecnologias sustentáveis para o enfrentamento das mudanças climáticas. Essas tecnologias incluem equipamentos, técnicas, conhecimentos práticos e habilidades que possam ajudar na mitigação e adaptação às mudanças climáticas[2] (UNFCCC, 2022).

Em 2018 o Brasil, junto com o Chile e o México, solicitou a ajuda do CTCN no que se refere à pesquisa e rede de desenvolvimento relacionado ao tema do hidrogênio verde, a partir disso foram feitas algumas conferências para disseminar o conhecimento no que se refere a produção de hidrogênio em larga escala e geração de energia renovável. Outro projeto realizado, o roteiro nacional de economia circular, desenvolvido pelo CTCN adotado pelo Brasil, Chile, México e Uruguai em 2021.

Além disso, existem instituições governamentais que atuam em parceria com outros governos com o intuito de discutir problemas comuns entre esses países e caminhar para possíveis implementações de soluções. Uma dessas parcerias de grande destaque são os Diálogos Setoriais, criados em 2007 a partir de uma parceria entre Brasil e União Europeia, com o intuito de dividir conhecimentos relacionados à ciência, tecnologia e política. As entidades responsáveis por essa iniciativa são a Secretaria de Gestão do Ministério de Economia (ME), a Delegação da União Europeia no Brasil (DELBRA) e o Ministério das Relações Exteriores (MRE).

[2] O CTCN já colaborou com 106 países para a elaboração de tecnologias, recebendo 321 pedidos de assistência tecnológica, na América Latina, os pedidos estão relacionados aos setores de água, zona costeira, energia e economia circular.

Os três principais diálogos setoriais analisados são: Dimensão Ambiental do Desenvolvimento sustentável, Política Energética e Mudanças climáticas. Os principais assuntos abordados nos diálogos setoriais referentes à dimensão ambiental do desenvolvimento sustentável estão relacionados à gestão de florestas e recursos hídricos, consumo sustentável, tecnologias eficientes, pesquisas ambientais, governança e poluição e gestão de resíduos.

Em 2011, ocorreu um projeto chamado “Intercâmbio Brasil-UE sobre estratégias para o incremento da utilização de fontes energéticas renováveis" com o intuito de compartilhar conhecimentos sobre esse tema, para a criação de ações e políticas governamentais referente às fontes energéticas renováveis.

Em relação aos Diálogos Setoriais sobre política energética, as questões abordadas por esse setor estão relacionadas à eficiência energética, tecnologias que emitem menos gases de efeito estufa e políticas de segurança energética. As reuniões estratégicas deste setor ocorrem uma vez ao ano, alternadamente entre Bruxelas e Brasília.

O projeto “Transição energética – como lidar com a nova governança industrial e os desafios regulatórios” realizado no ano de 2018, na décima convocatória, foi uma parceria entre o ministério de minas e energia e a Direção-Geral para energia da União Europeia com o intuito de explorar as questões intrínsecas da transição energética, tais como sistema de governança e regulações. A partir desse projeto foi elaborado um documento chamado “Transição energética: como lidar com a nova governança da indústria e os desafios regulatórios”.

O último diálogo setorial, importante a ser destacado é o diálogo de mudanças climáticas, mais especificamente o projeto “Eficiência energética e mudanças climáticas” realizado em 2013 a partir da sexta convocatória. Esse projeto teve como objetivo identificar como é a atuação do departamento responsável pelas políticas de eficiência energética e mudanças climáticas, e como se dá a formulação dessas políticas de incentivo, identificando as

semelhanças e diferenças com os processos feitos no Brasil, levando a possíveis modificações no modelo operacional brasileiro.

Outra importante ferramenta para o intercâmbio de informações, é o centro clima - centro de estudos integrados sobre meio ambiente e mudanças climáticas COPPE/UFRJ. Criado no ano 2000, a partir de uma parceria entre a Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos (SQA) do Ministério do Meio Ambiente (MMA) e a COPPE/UFRJ, base para a aplicação de políticas públicas e captação tanto nacional como internacional de atores sociais relacionados a ações mitigatórias e adaptações às mudanças climáticas. Algumas das atuações dessa instituição estão relacionadas a inventário de gases de efeito estufa municipais e estaduais e elaboração de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Existem diversos projetos que o centro clima está realizando em parceria com instituições internacionais. De outubro de 2019 à Janeiro de 2022 foi realizado um projeto chamado “ACT-DDP - Pooling the strengths of governments and the private sector in low-carbon strategies in emerging countries (DDP-FFEM ACT)”3, que teve como objetivo "construir, esclarecer e promover ferramentas” que proporcionem o diálogo entre os setores empresariais e governamentais no que tange às estratégias para alcançar o desenvolvimento sustentável de baixo carbono, tendo como principal base a iniciativa Assessing Low Carbon Transition (ACT) – Avaliação da Transição para uma Economia de Baixo Carbono, criada pela Agência Francesa para transição Ecológica (ADEME) e a iniciativa Deep Decarbonization Pathways (DDP) – Caminhos para uma Descarbonização Radical, desenvolvido pelo instituto de Desenvolvimento Sustentável e Relações Internacionais (IDDRI). Com isso, disponibilizando um possível caminho para a

[3] Esse projeto foi financiado pelo “Institut de Développement Durable et des Relations Internationales/Ademe (IDDRI); Fonds Français pourl’ Environnement Mondial (FFEM); Agence Française de Développement (AFD) le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire). E os principais executores desse projeto são Agence Pour La Transition Écologique (ADEME); Institut de Développement Durable et de Relations Internationales (IDDRI); Centro Clima/COPPE/UFRJ; Carbon Disclosure Project (CDP); Tempus Analítica (México). Além disso, os parceiros do projeto são CEMIG, EdP e Neoenergia – Setor Elétrico; JBS – Setor Agropecuário.”

descarbonização, os países escolhidos para a implementação desse projeto foram o Brasil e o México por serem países com economias emergentes[4].

Outro projeto do centro clima é o “DESCARBOOST”, esse projeto teve início em março de 2020 e será encerrado em fevereiro de 2023, que tem como intuito demonstrar e evidenciar as condições favoráveis à descarbonização das economias, centralizando principalmente nos países Argentina, Brasil e Peru, proporcionando diálogos público-privado nos países de estudo e contribuindo para o alcance e desenvolvimento das metas climáticas (NDCs - contribuição nacionalmente determinadas) de cada região[5].

Nota-se que a questão relacionada à mitigação de gases de efeito estufa vem crescendo continuamente, e a transferência tecnologia é uma importante ferramenta para impulsionar a transição para uma sociedade mais sustentável, promotora do desenvolvimento de baixo carbono em nível local, regional e global.

4. CONCLUSÕES

A mitigação de GEE em países em desenvolvimento pode ser aprimorada por: (1) desenvolvimento de tecnologia e colaboração de transferência e uma abordagem 'orientada pelas necessidades', (2) desenvolvimento dos tipos específicos de capacidade necessários em toda a cadeia de inovação; e (3) fortalecimento da coordenação e agendas entre os níveis de governança nos níveis doméstico e internacional (IPCC, 2022).

Pesquisas indicam que a capacidade das empresas de um país de adotar novas tecnologias é determinada por sua capacidade de absorção, que inclui suas próprias atividades de P&D, capacidade humana (por exemplo, pessoal técnico), envolvimento do governo (incluindo capacidade institucional) e a infraestrutura no país, e que o conhecimento e a capacidade fazem parte do

[4] Foram realizados diversos diálogos durante o período do projeto, entre eles o diálogo setorial sobre energia elétrica (COPPE, 2022a; COPPE, 2022b).
[5] Os financiadores desse projeto são SouthSouthNorth Africa (SSN); International Climate Initiative (IKI) – Ministério Federal Alemão para o Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear (BMU) (http://www.centroclima.coppe.ufrj.br/index.php/br/estudos-e-projetos/andamento/248-decarboost-enabling-conditions-for-investment-in-the-transition-to-a-low-carbon-society-in-latin-american-countries)

'intangível e ativos" ou o "software" de uma empresa ou de um país, argumentando-se que, para o desenvolvimento sustentável, a capacidade de planejar de forma integrada e implementar os ODS (Objetivos do Desenvolvimento Sustentável), incluindo o uso de abordagens participativas são meios condicionais de implementação, e que o capital humano deve estar no foco das negociações climáticas internacionais, bem como das políticas climáticas nacionais, com atividades para melhorar as capacidades, que incluem contatos informativos, atividades de pesquisa, consultoria, educação e treinamento e atividades relacionadas a instalações técnicas (IPCC, 2022), recomendando-se ao Brasil e seus entes subnacionais que tais práticas sejam incorporadas.

Uma perspectiva mais ampla apresentas fatores que governam a difusão e comercialização de tecnologia em países em desenvolvimento, incluindo investimento; construção social, cultural e comportamental, marketing e mercado; macroeconomia; e políticas de apoio, aproveitando, sempre que possível, a globalização da inovação e da produção (IPCC, 2022), fatores que devem ser levados em consideração para a efetiva transferência de tecnologia e cooperação internacional, que podem desempenhar um papel na política climática tanto no nível internacional quanto em âmbito interno.

Deve-se avançar no cumprimento dos objetivos e papéis da transferência internacional de tecnologia e esforços de cooperação, bem como no acesso ao conhecimento e recursos financeiros e promoção de novas indústrias nos países desenvolvidos e receptores. A cooperação tecnológica poderia complementar ou substituir a cooperação internacional baseada em reduções de emissões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARVALHO, Fabiola Pinto Coelho Solha. Aspectos institucionais e legais da transferência internacional de tecnologia na América Latina, 2017.

COPPE/UFRJ (Centro Clima). Projetos. Disponível em: www.centroclima.coppe.ufrj.br

Diálogos Setoriais União Europeia - Brasil. diálogos setoriais: Dimensão Ambiental Do Desenvolvimento Sustentável. Diálogos Setoriais União Europeia - Brasil, 2017.

IPCC, 2022: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, M. Tignor, E.S. Poloczanska, et al. (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.

MCTIC (Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicações). Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), 2022. Disponível em: https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/mecanismo_de_desenvolvimento_limpo/Mecanismo_de_Desenvolvimento_Limpo

MIYAZAKI, Silvio Yoshiro Mizuguchi. Transferência internacional de tecnologia. Revista de Administração de Empresas São Paulo, 31 (4): 97-105 Out./Dez. 1991.

RIBEIRO, Marcia Carla Pereira; BARROS, Marcelle Franco Espíndola. Contratos de transferência de tecnologia Custos de transação versus desenvolvimento, 2014.

UNCTAD, Science, Technology and Innovation issues for developing countries. UNCTAD Current Studies on Science, Technology and Innovation, nº 8 2014.

UNFCCC/CTCN, 2021 (Disponível em: https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/resources/CTCN_Progress_Report_2021.pdf

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO SEGMENTO DE GÁS NATURAL CANALIZADO

Clarissa Lima[1]; Hirdan Katarina de Medeiros Costa[1]

[1]*Universidade de São Paulo*

RESUMO

Este artigo tem por objetivo analisar a viabilidade de implementação de uma política de substituição de gás natural por alternativas como biometano e hidrogênio, de forma a integrar essa atividade às iniciativas para transição energética. A partir de uma análise sistêmica da legislação nacional foram verificadas alternativas juridicamente possíveis, considerando a repartição de competências entre União e Estados em matéria de gás natural. Concluiu-se que há aparato jurídico vigente que pode amparar a atuação da União como ente incentivador e apoiador dos Estados na transição energética no segmento sob análise a partir da estruturação de incentivos à injeção de gases com menor intensidade de carbono.

Palavras-chave: Gás Natural canalizado; Renovabio; Descarbonização.

ABSTRACT

The objective of this paper is to analyze the feasibility of implementing natural gas substitution policy that would enable its' replacement for biomethane and hydrogen, to integrate this activity with the initiatives for energy transition. From a systemic analysis of the national legislation, legally possible alternatives were verified, considering the distribution of competencies between the Union and the States in matters of natural gas. It was concluded that there is a legal apparatus in force that can support Union's role as an incentive and support entity of the States in the energy transition in this segment from the structuring of incentives for the injection of gases with less carbon intensity.

Keywords: Piped Natural Gas; RenovaBio; Decarbonization.

1. INTRODUÇÃO

Ao se analisar o teor de planos carbono zero elaborados pelos níveis regionais, como o do Estado de São Paulo, verifica-se que há uma premissa de que o uso do gás natural precisará ser reduzido. Tendo por uma hipótese, isso poderia significar que, para fazer a transição energética, os governos locais buscarão formas de extinguir a distribuição de gás natural canalizado no longo prazo. Portanto, seria relevante que as distribuidoras locais de gás canalizado iniciassem um processo de diversificação de seu portfólio, de forma a agregar alternativas ao combustível fóssil gás natural a ser movimentado em sua infraestrutura dutoviária.

Nesse sentido, o RenovaBio é uma política pública que pode ser considerada modelo na introdução de medidas para realização da transição energética no setor de combustíveis fósseis. Criada pela Lei nº 13.576/2017, essa política pública incentiva a substituição gradual dos combustíveis fósseis por alternativas mais sustentáveis; os biocombustíveis. Pelo RenovaBio são estabelecidas metas de redução de gases causadores do efeito estufa comercializado pelos distribuidores de combustíveis fósseis, que poderão ocorrer pela efetiva substituição por biocombustíveis ou pela aquisição dos Créditos de Descarbonização (CBIO) para compensar a emissão gerada.

O objetivo desse trabalho é, por meio de um levantamento e análise do arcabouço jurídico-regulatório vigente, verificar a viabilidade de implementação de uma política pública para transição energética para o setor de gás natural, com enfoque no *downstream*; a distribuição local de gás canalizado, tendo como referência o Renovabio.

Para isso, após essa introdução, a seção II se debruça sobre o arcabouço jurídico incidente sobre o setor de gás natural e combustíveis fósseis, respectivamente. Na seção III, aborda-se a Lei nº 13.576/2017 e o Renovabio, para aprofundamento do funcionamento desta política pública. A seção IV, a partir de uma análise comparativa com o modelo europeu e de todo o arcabouço jurídico nacional vigente, considera alternativas possíveis para introdução de

uma política pública para aumento da sustentabilidade no setor de distribuição de gás natural.

2. LEGISLAÇÃO DOS SETORES DE GÁS NATURAL E DERIVADOS DE PETRÓLEO

2.1 Legislação do Setor de Gás Natural

Pela Constituição Federal de 1988 (CF88), a União possui competência geral para legislar em matéria de energia, estabelecida no art. 22, IV. Esse tema ganha prioridade de ordem nacional por demandar uniformidade de tratamento para garantir segurança jurídica e desenvolvimento econômico (MARQUES NETO; ZAGO, 2021)[1], tendo sido fundamental a presença, inclusive, de reguladores nacionais para seu desenvolvimento ao longo dos anos (OCDE, 2008).

Contudo, é justamente nesse segmento energético; P&G, que ocorre a exceção à regra geral, visto que sobre os serviços locais de gás canalizado (art. 25, §2º) recai a competência dos Estados. Assim, o monopólio natural constituído pela infraestrutura de rede dutoviária no nível regional constitui uma competência não atribuída à União na CRFB.

Ainda que a forma de divisão de competências em matéria de gás natural tenha origem histórica (AMORIM et al, 2021), isso não significou a pacificação sobre o tema, a exemplo da discussão ensejada no âmbito da Reclamação 4210[2], que transita no Supremo Tribunal Federal. A despeito da não finalização da celeuma jurídica em questão, a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), que

[1] "A energia é tema prioritário nacional, que demanda uniformidade de tratamento, e tem relevância para o desenvolvimento econômico e para a satisfação de necessidades básicas pela população. Eis porque a Constituição alocou privativamente (leia-se: exclusivamente) à União a competência para legislar sobre o tema, e para disponibilizar (e regular) esses serviços a toda a população." (MARQUES NETO; ZAGO, 2021, p. 62)

[2] A referida reclamação constitucional é um conflito federativo (art. 102, I, f), onde se discute a competência da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP, à época era a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE) para regular um empreendimento de gás natural (Projeto Gemini) que estaria, supostamente, exercendo atividade que se configuraria em um serviço local de gás canalizado, portanto, competência do Estado de São Paulo.

regula as atividades da indústria de gás natural sob esfera de competência da União, surge nesse contexto que demanda harmonização.

Na prática, ainda que a Lei nº 14.134/2021 busque reduzir discussões de competência em matéria de gás natural[3], tal questão ainda parece aberta a discussões. O exemplo disso foi a apresentação – e posterior retirada pelo próprio autor – do Projeto de Lei nº 1.425, ainda em 2021, que buscava definir o gasoduto de transporte – portanto, competência da União – pela pressão máxima de operação, e não pela função.

MARQUES NETO (2004) explica que a complexidade decorrente da repartição de competências existente no setor de gás decorreria de "zonas de sombra entre entes distintos de regulação setorial e questões relacionadas à articulação entre regulação sobre o uso de uma infraestrutura essencial e regulação sobre atividade de relevância fundamental para a sociedade e para o setor produtivo". Diversos são os desafios impostos ao desenvolvimento do mercado de gás, mas a insegurança jurídica oriunda da repartição de competências também é fator que pode explicar a pífia expansão das malhas de distribuição de gás natural no país, com poucas exceções[4].

Todo o exposto anteriormente ganha uma nova dimensão quando se pensa em transição energética. Isso porque, ainda que o Brasil seja um país que, do ponto de vista energético, seja limpo quando comparado à comunidade internacional (EPE, 2020), o gás natural é um combustível fóssil, que precisa ter seu consumo pensado estrategicamente para o alcance de metas de carbono neutro, como a do Brasil para 2050 (Acordo de Paris, 2021). O Plano de Ação Climática do Estado de São Paulo-Net Zero 2050 (Estado de São Paulo, 2021) exemplifica a necessidade de pensar em transição energética também no nível local, considerando os serviços locais de gás canalizado.

[3] O legislador infraconstitucional buscou trazer mais clareza à divisão que, de forma incidental, o constituinte fez (MARQUES NETO; ZAGO, 2021) ao atribuir a prestação dos serviços de (i) rede local; capilarizada, e voltada à usuários finais, aos Estados; e (ii) rede não local; radial e extensa, à União

[4] Para mais informações sobre o tamanho da rede de distribuição de gás canalizado, consultar o site da Abegas.

O Estado de São Paulo, cuja malha de distribuição de gás natural já é amplamente pulverizada sendo a maior do Brasil (ABEGAS, 2020)[5], planeja tornar parte da política pública estadual a injeção de gases com menor intensidade de carbono. Assim, seria possível que, somada à tendência de eletrificação (EPE, 2020), o Estado atinja suas metas de carbono sem necessariamente desmobilizar os serviços locais de gás canalizado, que também englobariam o biometano e o hidrogênio (AMORIM et al, 2021).

É compreensível que outros Estados, com infraestruturas de distribuição menores, ainda não enfoquem na transição energética, mas na universalização do serviço, contudo, é preciso considerar que também os consumos de gás natural no nível local afetarão as metas nacionais de redução de gases causadores do efeito estufa firmadas no âmbito do Acordo de Paris. É relevante, portanto, que se indague se é possível ao país pensar em alguma forma de incentivar os entes locais (i) respeitando a autonomia interfederativa; e (ii) considerando as dificuldades locais de expandir a malha de distribuição de gás natural, a promover a inserção de fontes de gás mais renováveis.

2.2 – Legislação do Setor de Petróleo e Derivados

Não há controvérsia quanto a competência para legislar sobre petróleo e derivados, sendo esta plenamente exercida pela União. A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) trata da cadeia deste produto de forma ampla, propondo o fluxo que os produtos deverão seguir desde a produção, até o consumidor final.

A Lei do Petróleo não traz o rol de derivados de forma expressa, mas ao instituir a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis[6] (ANP), atribuiu a esta a responsabilidade para regulamentar as atividades dessa indústria (art. 8º, I, V, VII,). Assim, os processos de produção, os produtos e os

[5] Segundo dados de outubro de 2020, a rede de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo era de 22.262 km, quase quatro vezes superior ao segundo colocado, o Estado do Rio de Janeiro com 6.273 km.
[6] À época da criação da lei denominava-se somente Agência Nacional do Petróleo.

agentes autorizados a fazê-los são tratados de forma detalhada pela ANP em sua regulamentação infralegal.

3. A POLÍTICA PÚBLICA RENOVABIO

Em 2017, guiada pelas metas internacionalmente firmadas pelo Brasil no Acordo de Paris (art. 1º, I), foi editada a Lei nº 13.576, criando a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 9.888/2019, pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 419/2019 e pela da Resolução ANP nº 802/2019. O RenovaBio se volta ao setor de biocombustíveis brasileiro, buscando aumentar seu suprimento e consumo, na medida em que tais produtos são menos intensos em emissões de gases causadores do efeito estufa (GCEE).

Os biocombustíveis, tal como os combustíveis, por estarem dentro do escopo “energia”, são matéria sob competência da União Federal. Passaram a ser regulados pela ANP por expressa disposição legal em 2005 (Lei nº 11.097), pela introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, ampliando-se aos demais biocombustíveis expressamente em 2011, pela Lei nº 12.490.

Essa política pública implementou instrumentos para alcançar suas finalidades (art. 4º), tais como: i) metas de redução de gases causadores do efeito estufa na matriz de combustíveis; (ii) os créditos de descarbonização (chamados CBIO); (iii) a certificação de biocombustíveis; e (iv) as adições compulsórias de biocombustíveis aos combustíveis fósseis (LEÃO, 2020).

O RenovaBio, portanto, impõe que gradualmente as distribuidoras substituam seus portfolios de combustíveis fósseis por biocombustíveis, menos poluentes e cuja produção também sequestra carbono presente na atmosfera[7]. Caso optem por não reduzir a comercialização, as distribuidoras poderão adquirir o CBIO para compensar a venda dos combustíveis fosseis. O resultado é que a política pública também funciona como mecanismo de incentivo à expansão da

[7] “sequestro (do carbono): captura de CO2 por drenos ou dissipadores não atmosféricos.” (HINRICHS et. al, 2003).

produção de biocombustíveis, pois seus produtores terão mais uma fonte de renda decorrente da sua atividade: o CBIO.

4. UM PACTO FEDERATIVO PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA PARA O SETOR DE GÁS NATURAL

Em março de 2022, entrou em vigor o Decreto nº 11.003, instituindo a "Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano" (Estratégia Federal). Para isso o programa estabeleceu como objetivos (i) incentivar programas e ações para reduzir as emissões de metano; (ii) fomentar o uso de biogás e biometano como fontes renováveis de energia e combustível; (iii) contribuir para cumprimento das metas (iii.a) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima; (iii.b) do Pacto Climático de Glasgow; e (iii.c) do Compromisso Global de Metano (art. 2º). O Decreto nº 11.003/2022 estabelece como diretriz da estratégia "estimular a elaboração de planos e a celebração de acordos setoriais" (art. 4º, II) e como instrumento o RenovaBio (art. 6º, IV).

Speirs et al. (2018) explica ser possível a injeção de biometano na malha de gás natural sem a necessidade de grandes modificações técnicas, de modo que em 2017 a ANP reconheceu em regulamento técnico ser este produto intercambiável com o gás natural (Regulamento Técnico ANP nº 1/2017[8]). Pela Resolução ANP nº 802/2019[9], a comercialização de biometano por unidade produtora detentora de Certificado de Produção Eficiente de Biocombustíveis

[8] "O Biometano objeto desta especificação permanece no estado gasoso sob condições de temperatura e pressão ambientes. É produzido a partir do Biogás oriundo da digestão anaeróbica de estações de tratamento de esgoto e da captação de Biogás por meio da perfuração de poços em aterros sanitários, que contém principalmente metano e dióxido de carbono, podendo ainda apresentar componentes inertes do ponto de vista da aplicação, tais como nitrogênio, oxigênio e dióxido de carbono, bem como traços de outros constituintes. **É intercambiável com o gás natural entregue à distribuição**. Requer os mesmos cuidados, na compressão, distribuição e revenda, dispensados ao gás natural." (grifou-se).

[9] Com base no art. 9º do Decreto nº 9.888/2019, a Resolução ANP nº 802/2019 institui os procedimentos para a geração de lastro necessário para a emissão primaria de CBIOs. Nessa linha, a Resolução ANP nº 802/2019 estabeleceu que o produtor ou importador de biocombustível deve emitir Nota Fiscal Eletrônica quando da comercialização do biocombustível, que servirá para a emissão e escrituração do CBIO.

pode gerar lastro de CBIO, desde que o destinatário na Nota Fiscal de venda seja agente econômico cadastrado na ANP[10]. Assim, mesmo que a União não tenha competência para estabelecer meta de substituição do gás natural (combustível fóssil) pelo biometano (substituto renovável) para as distribuidoras locais de gás canalizado, a venda para esses agentes pode gerar lastro para emissão de CBIOs ao mercado.

As distribuidoras locais de gás canalizado são potenciais agentes a realizar a substituição do gás natural por biometano, viabilizando que seus mercados consumidores também contribuam para a redução dos gases causadores do efeito estufa. Contudo, não poderia a União ter estabelecido metas para estes agentes no RenovaBio, pois a atividade está sob competência estadual. Não obstante essa impossibilidade de estabelecimento de metas obrigatórias, encontra-se em linha com a Estratégia Federal que a União busque fomentar o uso de biometano via estímulo a elaboração de planos para seu uso, o que pode ser feito por meio de metas voluntárias de substituição e concessão de benefícios como contrapartida.

Distintamente do modelo europeu, onde a União Europeia traz metas de substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis para os países membros[11], não seria possível que a União estabelecesse metas obrigatórias de substituição do gás natural às concessionárias locais de gás canalizado, pois estaria fora de seu escopo de competência. Entretanto, seria possível que a União buscasse formas de incentivar as concessionárias a seguirem metas voluntárias e graduais de substituição. A proposição de estímulos ao setor de gás natural sob esfera de competência dos Estados pela União não seria

[10] Art. 6º. IV - o destinatário da NF-e deverá ser agente econômico autorizado pela ANP.
§ 1º No caso de comercialização de biometano, o destinatário de que trata o inciso IV poderá ser agente econômico cadastrado pela ANP.

[11] Duas diretivas da União Europeia de 2009 já buscavam trazer metas para a mitigação dos gases causadores do efeito estufa, são elas: a (i) a “Diretiva Energias Renováveis” (Diretiva 2009/28/CE), que recentemente foi revisada para estabelecer uma meta de 3,5% para o consumo de biocombustíveis avançado e biogás no setor de transportes; (ii) a “Diretiva Qualidade dos Combustíveis” (Diretiva 2009/29/CE), que recentemente foi revisada para estabelecer uma meta de 6% de emissões de gases causadores de efeito estufa.

novidade no setor, pois em 2019 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou resolução em que recomendou aos Ministérios de Minas e Energia e Economia que incentivassem os Estados e o Distrito Federal a adotar reformas e medidas estruturantes na prestação de serviços de gás canalizado[12].

Essa atuação coordenadora da União no mercado de gás canalizado também encontra amparo na Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), que estabelece que a União deverá se articular com Estados e Distrito Federal para harmonizar e aperfeiçoar normas atinentes à indústria do gás natural (art. 45). O Decreto nº 10.712/2021 reitera esse papel, inserindo também a ANP como ente a envidar esforços para aperfeiçoamento e harmonização do mercado de gás, propondo como mecanismo a formação de redes de conhecimento com o objetivo de (i) gerar, compartilhar e disseminar conhecimento e experiências sobre o mercado; e (ii) formular propostas, padrões, políticas, guias e manuais sobre o mercado (art. 27 caput e §1º). Propõe-se, ainda, Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural, como forma de registrar a adesão voluntária dos Estados interessados (art. 27, §3º).

Observa-se, portanto, que a União pode ter um papel mais ativo na disseminação do uso de biometano, que decorreria de sua competência geral em matéria de energia, mas também de seu papel de ente coordenador do mercado de gás. Propostas nesse sentido não buscariam suplantar iniciativas estaduais nessa direção, mas apoiá-las de forma a incentivar (i) o aumento da produção de biometano; (ii) o desenvolvimento de redes de gás natural próximas as infraestruturas de distribuição.

Alguns Estados já reconhecem que será necessário introduzir gases com menores emissões de gases causadores do efeito estufa no nível local para que se alcancem as metas firmadas pelo Brasil internacionalmente. É o caso

[12] Resolução CNPE nº 16/2019. Art. 5º Recomendar que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivem os Estados e o Distrito Federal a adotarem as seguintes medidas:
I - reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP, que incluem: [...]

específico do Estado de São Paulo, que em seu "Plano de Ação Climática do Estado de São Paulo. Net Zero 2050" reconheceu a necessidade de introduzir biometano e hidrogênio na malha de distribuição, sem, no entanto, traçar a forma como aconteceria.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No esteio das discussões sobre transição energética, a substituição do gás natural por alternativas com menor intensidade em carbono na malha de distribuição se faz necessária. No entanto, a divisão de competências entre União e Estados em matéria de gás ao longo dos últimos anos evidencia a dificuldade de implementação de políticas públicas para promoção desse produto no país.

No Brasil, por meio do RenovaBio, e na União Europeia, pelas Diretivas 28 e 29 de 2009, já se estruturaram políticas públicas que incentivam a substituição gradual de combustíveis fósseis por alternativas mais renováveis, como biocombustíveis ou mesmo hidrogênio. No nível estadual, seria possível que a União criasse um programa de adesão voluntária para que os Estados adotassem metas de substituição do gás natural por biometano ou hidrogênio.

Desde 2019, com a edição da Resolução CNPE nº 16, existe norma que prevê expressamente que a União, por meio dos Ministérios de Minas e Energia e Economia, poderá atuar de forma a incentivar certos comportamentos dos Estados no mercado de gás natural. Com a edição de novas normas como a Nova Lei do Gás e a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano, a competência da União para atuar como incentivador se torna mais robusta, sendo factível enxergar a competência desse ente como apoiador dos Estados na transição energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGAS. Levantamento Estatístico Mensal. Outubro, 2020. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/78359>. Acesso em 11 de fev. 2022.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Regulamento Técnico nº 1/2017 (Anexo a Resolução nº 685, de 29 de junho de 2017). Disponível: anp.gov.br. Acesso em 15 mai. 22.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução nº 802, de 05 de dezembro de 2019. Disponível em: anp.gov.br. Acesso em 15 mai. 22.

AMORIM, L.; LIMA, C.; LETA, E. "A abrangência do conceito de gás do art. 3º, §2º da Lei nº 14.134/2021 e sua movimentação nas infraestruturas de gás natural". Em O Novo Mercado de Gás no Brasil, por Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Edmilson Moutinho dos Santos, 318. Letra Capital Editora LTDA, 2021.

Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 19 de 4 de junho de 2019. Disponível em: mme.gov.br. Acesso em 15 mai. 22.

Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), 2020. Disponível: epe.gov.br. Acesso em 15 mai. 22.

Estado de São Paulo. Plano de Ação Climática do Estado de São Paulo. Net Zero 2050. Disponível em: <https://smastr16.blob.core.windows.net/home/2021/07/2107-diretrizes-planoacaoclimaticasp-com-numeros.pdf>. Acesso em 15 mai. 22.

HINRICHS, R. A., KLEINBACH, M. Energia e Meio Ambiente. São Paulo: Ed. Thomson, 2003, 543 p.

LEÃO, C. Renovabio: os incentivos e os impactos sobre a cadeia de combustíveis. JOTA, 2020. Disponível em: <https://www.jota.info/tributos-e-empresas/regulacao/renovabio-os-incentivos-e-os-impactos-sobre-a-cadeia-de-combustiveis-21072020>. Acesso em 15 mai. 22.

MARQUES NETO, F.; ZAGO, M. "A Nova Lei do Gás entre as competências federal e estadual". Em O Novo Mercado de Gás no Brasil, por Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Edmilson Moutinho dos Santos, 318. Letra Capital Editora LTDA, 2021.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. Regulação e poder de polícia no setor de gás. Revista de Direito Público da Economia, Belo Horizonte, v.06, p. 97-125, 2004.

Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 419, de 20 de novembro de 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-419-de-20-de-novembro-de-2019-228863910>. Acesso em 15 mai. 22.

OCDE. Relatório sobre a Reforma Regulatória no Brasil: Fortalecendo a governança para o crescimento. Brasília: OECD Publishing, 2008. Disponível em: www.biblioteca.presidencia.gov.br. Acesso em 15 mai. 22.

SPEIRS, J. et al. A greener gas grid: What are the options. Energy Policy, n. 118, 2018, pp. 291-297.

União Europeia. Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=PT>. Acesso em 15 mai. 22.

União Europeia. Directiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0029&from=PT >. Acesso em 15 mai. 22.

TROCADORES DE CALOR CERÂMICOS PARA PLANTAS DE POTÊNCIA HELIOTÉRMICAS COM SAIS FUNDIDOS

Deiglys Borges Monteiro

Universidade Nove de Julho

RESUMO

Os sais fundidos podem ser utilizados como fluidos de trabalho em diferentes tipos de aplicações, indo desde reatores nucleares, como refrigerante dos reatores, até como fluido de transporte ou para armazenagem de energia térmica em plantas heliotérmicas. Apesar de propriedades interessantes como baixa pressão de vapor e alta condutividade térmica, seu uso frequentemente esbarra em problemas relacionados à corrosão, potencializada se as temperaturas de trabalho forem elevadas. No caso das plantas heliotérmicas com torre, a utilização de sais fundidos como fluido de trabalho permite operar a instalação com maior temperatura, elevando assim sua eficiência. Como resultado, tais empreendimentos tornam-se economicamente viáveis. Contudo, visto que em tais condições de operação potencializa-se a corrosão de ligas metálicas em contato com sais fundidos, são necessárias alternativas que possam garantir longevidade de operação a um custo baixo. Diversas configurações de plantas heliotérmicas do tipo torre podem ser encontradas, sendo o uso combinado desta tecnologia com ciclos Brayton com CO_2 uma das mais promissoras. Para tanto, um trocador de calor faz a interface entre o sistema da torre contendo o sal fundido e o ciclo a gás, devendo este trocador de calor resistir às condições operacionais e à corrosão por longos períodos. Para superar as dificuldades inerentes ao uso de materiais metálicos no que tange à sua durabilidade, especialmente por conta da corrosão, tem-se proposto a utilização de trocadores de calor fabricados com materiais cerâmicos, que apresentam maior resistência à corrosão. Apesar disto, existem problemas tecnológicos a serem superados antes que se possa ampliar sua utilização. O primeiro refere-se às curvas características, que permitem seu projeto. Ainda que não seja um tópico novo,

os dados disponíveis na literatura para estes trocadores de calor ainda são incipientes. Segundo, a geometria de um trocador de calor cerâmico não é igual à de um trocador metálico devido às características mecânicas e de processamento destes materiais, exigindo, por exemplo, que as paredes sejam espessas e a utilização de coeficientes de segurança elevados. Terceiro, os materiais cerâmicos são tipicamente bons isolantes térmicos de modo que sua utilização em equipamentos onde o principal objetivo é a troca de calor requer um estudo detalhado sobre o comportamento do componente nas condições de operação em que se deseja utilizá-lo. Desta forma, apenas de posse destas informações é que se poderá projetar um componente com características adequadas à aplicação e de baixo custo. O presente trabalho é parte de uma pesquisa em que se objetiva, ao final, apresentar o projeto de um trocador de calor cerâmico para uso em uma planta heliotérmica. Para iniciar a pesquisa, este trabalho reúne detalhes acerca dos trocadores de calor cerâmicos incluindo informações sobre as características da geometria placa-aleta, a mais amplamente desenvolvida e utilizada, características de alguns materiais cerâmicos candidatos, condições operacionais tipicamente encontradas nas plantas heliotérmicas do tipo torre existentes em termos de suas temperaturas. Tais informações serão reunidas a partir de dados disponíveis na literatura. Como parte dos objetivos futuros da pesquisa, objetiva-se avaliar a adequação de uma geometria de trocador de calor cerâmico para este tipo de aplicação, propor modificações e realizar um estudo paramétrico alterando-se o material utilizado, sais fundidos e condições de operação. Tal estudo paramétrico incluirá cálculos analíticos e simulações numéricas visando a otimização do escoamento e trocas térmicas no interior do trocador de calor. Deste modo, o presente trabalho constitui-se em uma importante base a partir da qual o projeto poderá ser desenvolvido.

Palavras-chave: Heliotérmica; Trocadores de calor; Cerâmicos; Sais fundidos.

1. INTRODUÇÃO

As plantas heliotérmicas (*Concentrating Solar Power* – CSP) constituem-se em uma importante forma de exploração de um recurso renovável abundante e que não resulta em emissões de gases de efeito estufa utilizando, em parte, tecnologias prontamente disponíveis, sendo capazes de suprir uma fração importante da demanda energética atual e futura. Nestas plantas, o calor proveniente do Sol que irradia espelhos é refletido até um receptor onde aquece um fluido. Este fluido é transportado até um trocador de calor que faz interface com o bloco de potência da instalação, este responsável pela conversão do calor em potência mecânica/elétrica. A eficiência destas instalações varia conforme a tecnologia empregada e dependendo de fatores como local do sítio e condições de operação (MIGUEL *et al*, 2022; MARTINEK *et al*, 2021; AWAN *et al*, 2020; SINGH *et al*, 2020; CRESPI *et al,* 2018).

Dentre os diferentes tipos de plantas heliotérmicas, a configuração do tipo torre mostra-se uma das mais promissoras, face a possibilidade de se operar estas instalações em temperaturas mais elevadas (da ordem de ~600°C a 700°C), o que contribui para elevar sua eficiência. Estes fatores contribuem diretamente para reduzir seu custo operacional além de aumentar a oferta de energia disponível à rede (QUIJADA *et* al, 2022; MARTINEK *et al*, 2021; AWAN *et al*, 2020; SINGH *et al*, 2020).

Para que a operação possa se dar nestas condições, é necessária a adoção de fluidos de trabalho bem como componentes construídos com materiais capazes de suportar operar em temperaturas elevadas por longos períodos sem sofrerem degradação (no caso dos fluidos) ou danos (no caso dos materiais de componentes). O estado da arte mostra que a adoção de fluidos como sais fundidos é interessante até que a próxima geração de plantas, que utilizarão no bloco de potência dióxido de carbono supercrítico (CO_2), esteja melhor desenvolvida. Contudo, o uso de sais fundidos ainda oferece desafios importantes para o desenvolvimento da tecnologia em função de seu elevado potencial corrosivo (QUIJADA *et* al, 2022; MIGUEL *et al*, 2022; MARTINEK *et al*, 2021).

Os sais fundidos são apropriados para aplicações envolvendo transporte e conversão de energia térmica devido a um conjunto de propriedades tais como elevada condutividade térmica e baixa pressão de vapor. Tais propriedades permitem transportar a energia térmica com menores perdas em componentes tais como trocadores de calor além de permitir o sistema operar em pressões menores, reduzindo a magnitude dos esforços mecânicos no circuito por onde o sal circula, contribuindo assim para um menor custo dos componentes. A despeito destas importantes características, os sais fundidos possuem potencial corrosivo elevado, sendo esta característica um importante desafio a ser vencido (QUIJADA *et al*, 2022; MIGUEL *et al*, 2022; SINGH *et al*, 2020).

Diferentes tipos de sais podem ser utilizados em sistemas heliotérmicos, dentre os quais, destacam-se: $NaNO_3$-KNO_3-NaCl-KCl, LiF-NaF-KF, $Li2CO_3$-$Na2CO_3$-K_2CO_3, dentre outras. A escolha do sal/mistura mais apropriada deve considerar características como seu ponto de fusão, condutividade térmica, viscosidade bem como seu custo dado que estes influenciam diretamente a eficiência e características da instalação, assim como seus custos operacionais e de manutenção (QUIJADA *et al*, 2022; MIGUEL *et al*, 2022; MARTINEK *et al*, 2021).

Dos componentes em contato direto com os sais fundidos, o trocador de calor que faz interface entre os circuitos de captação de energia térmica/armazenagem e o bloco de potência merece atenção especial uma vez que suas características e desempenho interferem diretamente em parâmetros operacionais como temperaturas e pressões, alterando a eficiência térmica da planta como também sua viabilidade econômica. Em uma planta heliotérmica, este componente é responsável por transferir o calor transportado pelos sais fundidos para o fluido de trabalho utilizado no bloco de potência (vapor, um gás, como o CO_2, ou um fluido supercrítico. Para que se minimize as perdas térmicas e mecânicas no componente, é mandatório um projeto específico de forma que o trocador de calor possua elevada efetividade e baixa perda de carga, além de permitir que o mesmo resista às condições de operação e ao contato com ambos os fluidos por períodos prolongados (SINGH *et al*, 2020, MELLO *et al*, 2017;

NAGARAJAN *et al*, 2014, MONTEIRO e MELLO, 2012, MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO, 2010).

Embora os materiais metálicos atendam muitos requisitos importantes nestes componentes, a maioria das ligas mostram-se inadequadas quando se considera a operação prolongada em contato direto com fluidos com potencial corrosivo elevado, caso dos sais fundidos. Mesmo no caso das superligas como Hastelloy e Inconel, que apresentam elevada resistência a corrosão, os processos de corrosão são fatores que limitam a vida útil destes componentes. A despeito do bom desempenho, tais ligas ainda apresentam custo proibitivo para maioria das aplicações, limitando seu uso (DU *et al*, 2022; MIGUEL *et al*, 2022; FERNANDÉZ *et al*, 2019; HAUNSTETTER *et al*, 2019; SINGH *et al*, 2020, NAGARAJAN *et al*, 2014, MONTEIRO e MELLO, 2012, MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO, 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007).

Tais desafios podem ser superados com a adoção de materiais cerâmicos. Embora estes sejam intrinsicamente bons isolantes térmicos e terem comportamento frágil, cerâmicas técnicas avançadas apresentam um conjunto de propriedades térmicas e mecânicas adequadas para aplicações estacionárias. Não obstante, os materiais cerâmicos apresentam desempenho excepcional no que tange a resistência à corrosão, tornando-os atrativos para aplicações com sais fundidos. Adicionalmente, componentes cerâmicos podem ser fabricados utilizando-se diferentes processos de manufatura tradicionais assim como a manufatura aditiva (BAYANIAHANGAR *et al*, 2022; DU *et al*, 2022; MIGUEL *et al*, 2022; HAUNSTETTER *et al*, 2019; SINGH *et al*, 2020, NAGARAJAN *et al*, 2014, MONTEIRO e MELLO, 2012, MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO, 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007).

Trocadores de calor cerâmicos (TCCs) têm sido desenvolvidos intensamente para aplicações na área de energia, especialmente em aplicações envolvendo altas temperaturas e que requerem boa resistência à corrosão. Especialmente na última década, ocorreram avanços importantes, havendo projetos e correlações específicas para estes componentes. A geometria do tipo placa-aleta mostra-se como a mais promissora aliando simplicidade, facilidade

de fabricação e baixo custo à boa área de transferência de calor. A Figura 1 (MONTEIRO e MELLO, 2012) ilustra uma geometria de uma placa de um TCC do tipo placa-aleta para o qual foram propostas correlações para o fator de transferência de calor j e de perda de carga f (NAGARAJAN *et al*, 2014, MONTEIRO e MELLO, 2012, MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO, 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007).

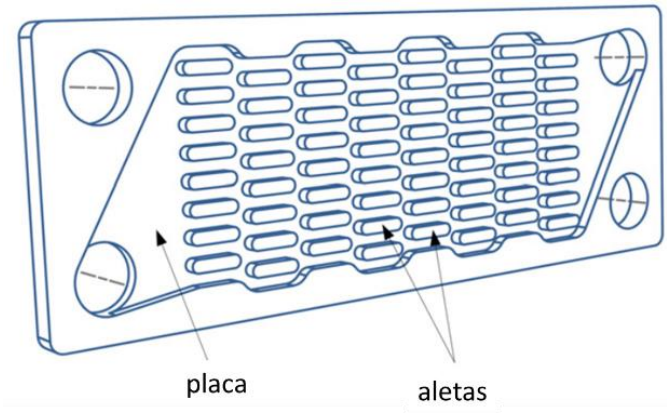


Figura 1 – TCC com geometria do tipo placa aletada

O presente trabalho tem como principal objetivo reunir e apresentar as principais informações acerca dos TCCs, características desejadas para estes componentes e condições de operação típicas em instalações heliotérmicas de potência. O mesmo é a parte inicial da pesquisa que culminará na construção de um protótipo para aplicações com plantas heliotérmicas utilizando sais fundidos.

2. METODOLOGIA

Nesta seção apresentam-se as características mais relevantes dos TCCs que os tornam adequados para aplicação em plantas heliotérmicas de potência.

2.1 Características principais dos trocadores de calor cerâmicos

Dentre as inúmeras características que tornam os TCCs adequados para operação em instalações heliotérmicas utilizando sais fundidos, cabe destacar

(BAYANIAHANGAR *et al*, 2022; DU *et al*, 2022; MIGUEL *et al*, 2022; HAUNSTETTER *et al*, 2019; SINGH *et al*, 2020, NAGARAJAN *et al*, 2014, MONTEIRO e MELLO, 2012, MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007):

- Apresentam elevada resistência à corrosão;
- Apresentam ponto de fusão elevado, muito superior às temperaturas encontradas tipicamente em instalações de potência heliotérmicas (da ordem de 600°C, podendo alcançar ~750°C em projetos em desenvolvimento) de forma que se evita problemas como perda de propriedades mecânicas devido a alterações microestruturais;
- Podem ser fabricados com processos de manufatura tradicionais ou manufatura aditiva;
- Condutividade térmica similar a algumas ligas metálicas comuns;
- Resistência e rigidez mecânicas bem como resistência à fluência elevadas, sendo capazes de suportar carregamentos mecânicos elevados por períodos prolongados;
- Tenacidade a fratura e resistência a choques térmicos moderadas;

Como principais desvantagens em relação aos trocadores de calor metálicos, destacam-se (BAYANIAHANGAR *et al*, 2022; DU *et al*, 2022; MIGUEL *et al*, 2022; HAUNSTETTER *et al*, 2019; SINGH *et al*, 2020, NAGARAJAN *et al*, 2014, MONTEIRO e MELLO, 2012, MELLO e MONTEIRO, 2012; MONTEIRO, D.B., 2010; SOMMERS *et al*, 2010; FISCHEDICK *et al*, 2007):

- São materiais intrinsicamente frágeis, exigindo cuidados especiais no manuseio, instalação e manutenção;
- Requer avaliação quanto a vazamentos devido à elevada porosidade e permeabilidade das cerâmicas;
- No caso da geometria placa-aleta em aplicações com temperaturas elevadas e devido ao potencial corrosivo dos sais

fundidos, o uso de elementos de vedação pode ser impossibilitado, exigindo soluções específicas e cujo desempenho quanto à estanqueidade pode não ser completamente conhecido;

- Grande espessura das paredes e aletas pois os processos de manufatura bem como as características intrínsecas das cerâmicas não permitem a fabricação de componentes tal qual se faz quando do uso de materiais metálicos. O desenvolvimento da manufatura aditiva tem potencial para superar em parte este desafio;

2.2 Simulações numéricas

De posse das características dos sais fundidos, condições de operação típicas das plantas heliotérmicas e considerando como referência a geometria tipo placa-aleta como ponto de partida, serão conduzidas simulações numéricas visando desenvolver geometrias otimizadas para cada tipo de sal/mistura, condições de operação de diferentes plantas heliotérmicas bem como o levantamento de correlações específicas para cada geometria. Estas simulações serão conduzidas utilizando códigos de dinâmica dos fluidos computacional (CFD – *Computational Fluid Dynamics*). Uma vez realizadas estas simulações iniciais, serão conduzidas novas simulações para avaliação estrutural dos TCCs, permitindo realizar ajustes mecânicos de forma que o componente seja estruturalmente estável. Estas simulações serão conduzidas utilizando códigos de elementos finitos (FEM – *Finite Element Method*). Eventualmente, havendo a necessidade de alterações geométricas para cumprir com requisitos mecânicos será iniciado um processo interativo em que novas rodadas de simulações em CFD e FEM serão conduzidas até que um projeto otimizado de TCC que apresente bom desempenho termo-hidraúlico e seja estruturalmente estável seja obtido. Por fim, serão realizadas estimativas de desempenho em uma instalação heliotérmica de potência utilizando o TCC desenvolvido.

Com base nestes resultados, a primeira etapa da pesquisa fornecerá subsídios técnicos para o desenvolvimento de protótipos para validação dos resultados obtidos com as simulações na segunda e terceira etapas do projeto. A Figura 2 ilustra de forma simplificada as principais tarefas a serem realizadas nesta etapa inicial do projeto.

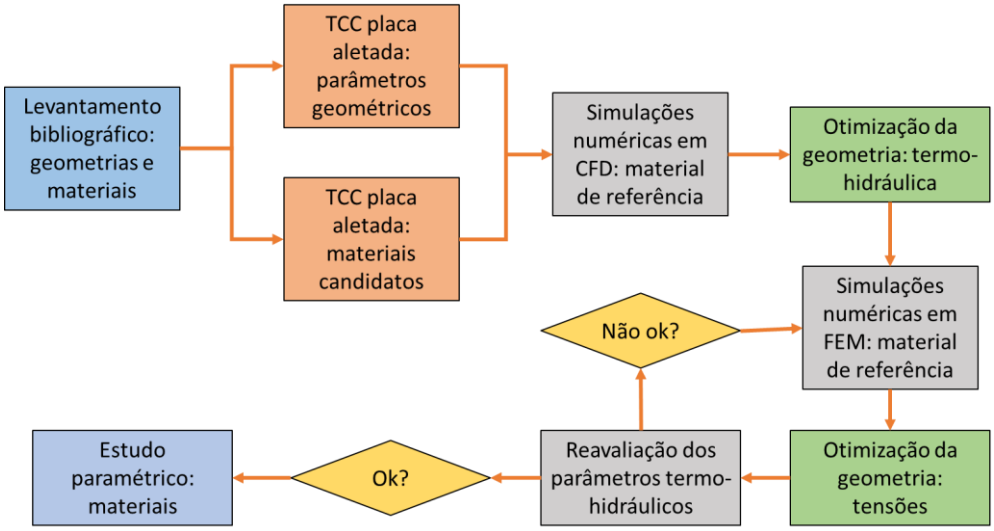


Figura 2 – Metodologia da etapa 1 do projeto

3. RESULTADOS ESPERADOS

Dentre os mais importantes resultados que serão obtidos nesta primeira etapa do projeto, espera-se propor configurações de TCCs para diferentes condições de operação, que sejam capazes de transferir calor com elevada efetividade.

Espera-se ainda compreender de maneira aprofundada a influência que a variação geométrica possui sobre os parâmetros termo-hidráulicos para a geometria placa-aletada e quais as possíveis alterações necessárias para minimização das tensões térmicas no componente em aplicações envolvendo sais fundidos. Não obstante, serão apresentadas as configurações e materiais mais apropriados para uso em instalações heliotérmicas com sais fundidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AWAN, A.B.; ZUBAIR, M.; MOULI, K.V.V.C. “Design, optimization and performance comparison of solar tower and photovoltaic power plants”, 2020.

BAYANIAHANGAR, R.; OKOH, I.; NAWAZ, K.; CESARANO, J.; BIGHAM, S. “Toward extreme high-temperature supercritical CO2 power cycles: Leakage characterization of ceramic 3D-printed heat exchangers”, 2022.

CRESPI, F.; TOSCANI, A.; ZANI, P.; SÁNCHEZ, D.; MANZOLINI, G. “Effect of passing clouds on the dynamic performance of a CSP tower receiver with molten salt heat storage”, 2018.

DU, W.; YU, W.; FRANCE, D.M.; SINGH, M.; SINGH, D. “Additive manufacturing and testing of a ceramic heat exchanger for high-temperature and high-pressure applications for concentrating solar power”, 2022.

FERNÁNDEZ, A.G.; MUÑOZ-SÁNCHEZ, B.; NIETO-MAESTRE, J.; GARCÍA-ROMERO, A. “High temperature corrosion behavior on molten nitrate salt-based nanofluids for CSP plants”, 2019.

FISCHEDICK, J.S.; DREIβIGACKER, V.; TAMME, R. “An innovative ceramic high temperature plate-fin heat exchanger for EFCC processes”, 2007.

HAUNSTETTER, J.; DREIβIGACKER, V.; ZUNFT, S. “Ceramic high temperature plate fin heat exchanger: Experimental investigation under high temperatures and pressures”, 2019.

MARTINEK, J.; JAPE, S.; TURCHI, C.S. “Evaluation of external tubular configurations for a high-temperature chloride molten salt solar receiver operating above 700 °C”, 2021.

MELLO, P.E.B.; VILLANUEVA, H.H.S.; SCUOTTO, S.; DONATO, G.H.B.; ORTEGA, F.S. “Heat transfer, pressure drop and structural analysis of a finned plate ceramic heat exchanger”, 2017.

MELLO, P.E.B.; MONTEIRO, D.B. “Thermodynamic study of an EFGT (externally fired gas turbine) cycle with one detailed model for the ceramic heat exchanger”, 2012.

MIGUEL, M.T.; LASANTA, M.I.; GARCÍA-MARTÍN, G.; DÍAZ, R.; PÉREZ, F.J. “Temperature effect and alloying elements impact on the corrosion behaviour of the alloys exposed to molten carbonate environments for CSP application”, 2022.

MONTEIRO, D.B.; MELLO, P.E.B. “Thermal performance and pressure drop in a ceramic heat exchanger evaluated using CFD simulations”, 2012.

MONTEIRO, D.B. “Trocadores de calor cerâmicos para aplicações envolvendo altas temperaturas: um estudo numérico através de simulação com dinâmica dos fluidos computacional”, 2010.

NAGARAJAN, V.; CHEN, Y.; WANG, Q.; MA, T. “Hydraulic and thermal performances of a novel configuration of high temperature ceramic plate-fin heat exchanger”, 2014.

QUIJADA, M.C.; FAUNDEZ, D.; ROJAS, R.; VIDELA, A. “Improving the working fluid based on a NaNO3-KNO3-NaCl-KCl molten salt mixture for concentrating solar power energy storage”, 2022.

SINGH, D.; YU, W.; FRANCE, D.M.; ALLRED, T.P.; LIU, I.H.; DU, W.; BARUA, B.; MESSNER, M.C. “One piece ceramic heat exchanger for concentrating solar power electric plants”, 2020.

SOMMERS, A.; WANG, Q.; HAN, X.; T’JOEN, C.; PARK, Y.; JACOBI, A. “Ceramics and ceramic matrix composites for heat exchangers in advanced thermal systems - A review”, 2010.

UM ESTUDO DA QUANTIDADE DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA À POPULAÇÃO DE ASSENTAMENTOS RURAIS EM RORAIMA

Alessandra Brito Leal[1]; Rachel Tamburini Gomes[1]; Carla Kazue Nakao Cavaliero[1]; Ennio Peres da Silva[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

Quando o assunto é energia elétrica, é lamentável saber que 2 milhões de pessoas ainda vivem sem esse recurso no Brasil. Dessa forma, este trabalho tem como objetivo a realização de um estudo da quantidade de painéis fotovoltaicos necessários para a geração de eletricidade à população de assentamentos rurais, no Estado de Roraima. Primeiramente, definiu-se que a quantidade de energia necessária, para o suprimento de uma residência em Roraima, é equivalente a 40 KWh/mês, uma vez que se trata de uma população de baixa renda. Após a realização dos cálculos, verificou-se que são necessários 1.179 painéis solares para geração de 51.520 KWh/mês de energia elétrica. Além disso, foi realizado o cálculo (para validação do resultado) para 120 KWh/mês, ou seja, considerando uma população de classe média, e verificou-se que a proporção de painéis por residência resultou em 2,7, semelhante à do Complexo Solar Pirapora (2,8) e do Parque Solar de Nova Olinda (3,1). Comprovando a coerência do resultado alcançado neste trabalho.

Palavras-chave: Energia Solar, Geração de eletricidade, Assentamento Rurais.

ABSTRACT

When it comes to electricity, it is regrettable to know that 2 million people still live without this resource in Brazil. Thus, this work aims to carry out a study of the amount of photovoltaic panels needed to generate electricity for the population of rural settlements in the State of Roraima. First, it was defined that the amount of energy needed to supply a residence in Roraima is equivalent to 40 kWh/month,

since it is a low-income population. After carrying out the calculations, it was found that 1,179 solar panels are needed to generate 51,520 KWh/month of electricity. In addition, the calculation was performed (to validate the result) for 120 KWh/month, that is, considering a middle class population, and it was found that the proportion of panels per residence resulted in 2.7, similar to that of the Complex Solar Pirapora (2.8) and the Solar Park of Nova Olinda (3.1). Proving the consistency of the result achieved in this work.

Keywords: Solar Energy, Electricity Generation, Rural Settlement.

1. INTRODUÇÃO

Apesar de medidas públicas que visam levar energia elétrica às áreas remotas, como o Luz para Todos, 2 milhões de pessoas ainda vivem sem energia no Brasil, sendo a maior parte, localizada nas regiões norte e nordeste. Dessa forma, o trabalho tem como objetivo a realização de um estudo da quantidade de painéis fotovoltaicos necessários para a geração de energia elétrica à população de assentamentos rurais que não possuem acesso à energia em Roraima.

Para isso, o trabalho será realizado a partir da quantificação da radiação solar no solo desse Estado, por meio da base de dados da CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito), para definir a quantidade de painéis solares necessários para gerar energia elétrica à população. A escolha da fonte renovável de energia solar para o Estado de Roraima foi definida após a análise do gráfico da CRESESB onde é possível identificar as regiões do globo terrestre que recebem maior radiação solar, sendo o Estado privilegiado pela alta incidência do sol.

No estudo, será demostrado os cálculos utilizados para a transformação de energia solar em elétrica. Por meio de análises feitas em gráficos da IEMA (2020), foi possível localizar as regiões do Estado que estão sem energia. O trabalho analisa apenas a geração de energia às residências em assentamentos rurais em Roraima, único Estado brasileiro que não está interligado ao SIN

(Sistema Interligado Nacional), sendo parte o seu abastecimento feito pela Venezuela.

Além disso, para garantir um bom resultado dos cálculos, definiu-se uma média do consumo de energia para as pessoas que vivem nessa região, a partir de dados da EPE (2020). Portanto, espera-se que o trabalho contribua para distribuição de energia elétrica às pessoas que não têm acesso a esse tão importante recurso.

2. RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL

O Brasil é um dos países privilegiados com uma boa incidência solar, como mostra a Figura 1. Logo, essa fonte de energia foi escolhida para geração de energia elétrica à população no estado de Roraima, principalmente por conta do índice de radiação solar existente nesse Estado, como é possível a visualização mais claramente na parte destacada da Figura 1.

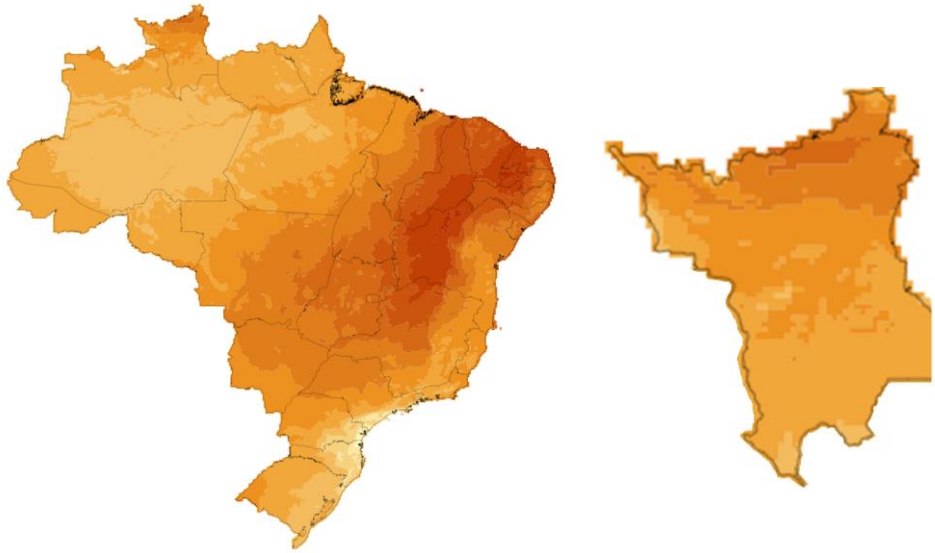


Figura 1 – Irradiação global horizontal no Brasil – Destaque no Estado de Roraima.
Adaptado: (ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2017).

2.1 Regiões que não possuem energia elétrica no Estado de Roraima.

Segundo dados do IEMA (2020), a população em assentamentos rurais sem acesso à energia elétrica em Roraima corresponde a 4.249. Esse número

equivale a 18% da população que está sem energia em Roraima, ficando atrás somente da população indígena, equivalente a 62%. A parte destacada da Figura 2 demostra as pessoas, em assentamentos rurais, que estão sem energia nesse Estado.

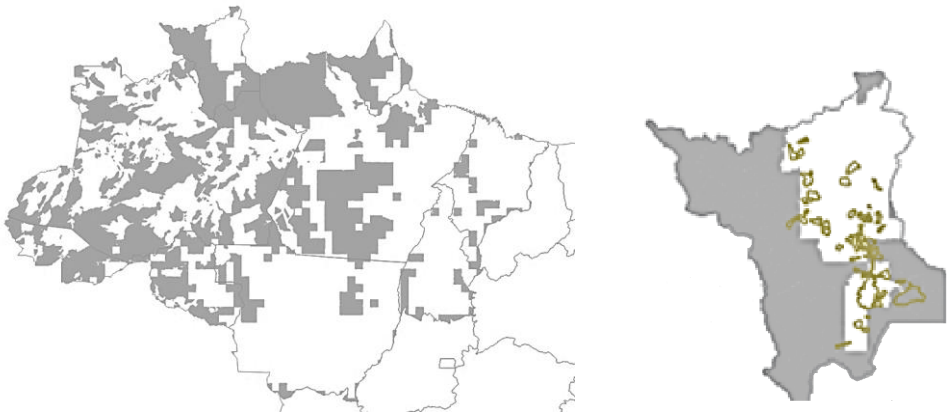


Figura 2 – Areas que estão sem energia elétrica no Brasil – Destaque no Estado de Roraima. Adaptado: (IEMA, 2020).

Na Figura 2 é apresentado as regiões que ainda vivem sem energia elétrica no Brasil. Nota-se que as regiões do norte e nordeste são as que mais possuem pessoas sem acesso à energia. Além disso, é notório, no mapa, que mais da metade do Estado de Roraima encontrasse sem energia, mesmo após os programas de implantação de energia, bem como o LPT (Luz para todos). Portanto, esse trabalho se preocupa com a quantificação dos painéis solares necessários para a geração de energia elétrica às pessoas que vive nesse Estado, e que não são atendidas pelo SIN (Sistema Interligado Nacional).

A partir de dados do BEN (Balanço Energético Nacional) e do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) definiu-se a quantidade de energia necessária para o suprimento de uma residência em Roraima, equivalente a 40 KWh/mês, considerando uma população de baixa renda, ou seja, que consome menos energia.

2.2 Sistema de geração fotovoltaico

A escolha da fonte solar para geração de energia elétrica, se deu pela alta incidência do sol no Estado de Roraima, além de grandes aumentos nos investimentos a essa fonte de energia (PEREIRA E RUTHER, 2021).

Inicialmente levantou-se a quantidade de radiação solar que incide nesse Estado, para definir o local mais adequado para locação dos painéis. Em seguida, definiu-se qual a potência mais adequada dos painéis fotovoltaicos para a geração de energia para o abastecimento da região, levando em consideração painéis que estão disponíveis no mercado.

A Figura 3 (CRESESB, 2014) mostra o processo de geração de eletricidade por meio da radiação solar. Considerou-se, neste trabalho, um sistema onde os painéis solares estariam todos juntos, semelhante a uma pequena usina fotovoltaica. Este estudo não se estende à quantidade de baterias necessárias para o suprimento de energia a noite, nem às linhas de distribuição, sendo os painéis solares o foco deste trabalho. Porém, para realização dos cálculos do número de painéis, foi considerado as perdas de eficiências nas baterias e no inversor, além da perda de eficiência no próprio painel, por não está operando em condições ideais.

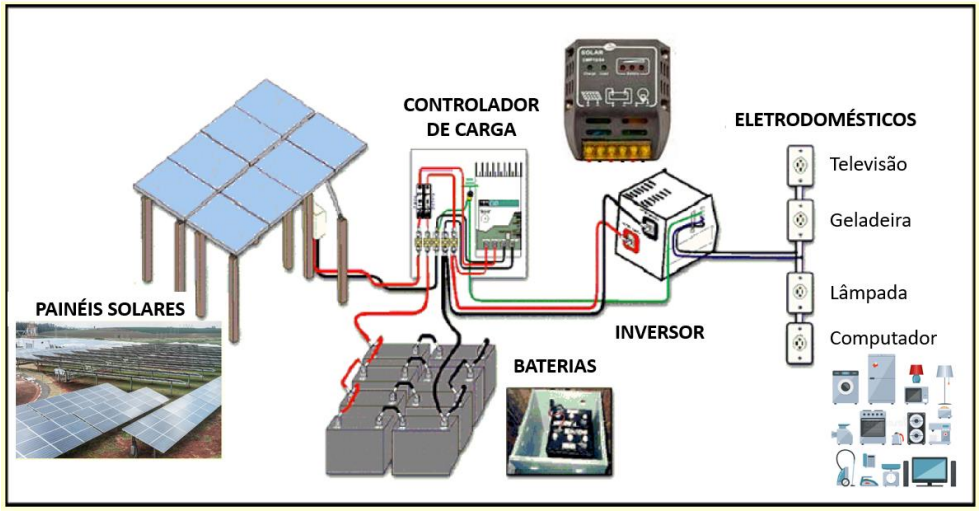


Figura 3 – Diagrama de um sistema off grid de geração de energia elétrica
Fonte: CRESESB, 2014.

3. METODOLOGIA

Nesta sessão é apresentada a metodologia utilizada para realizar um dimensionamento de um sistema isolado que irá atender a demanda energética dos assentamentos rurais do Estado de Roraima. Dessa forma, realizamos o cálculo do número de painéis e a capacidade da usina fotovoltaica, considerando a eficiência total dos equipamentos (inversores e baterias).

3.1 Dados da Região para instalação dos painéis

Para locação da usina fotovoltaica foi escolhido a cidade Pacaraima – Roraima, por apresentar uma radiação solar média elevada, em consideração a outras localidades no Estado.

A Tabela 1 (CRESESB, 2021) mostra os dados de radiação solar, dessa localização.

Tabela 1 – Radiação Solar no Estado de Roraima em Wh/m².d. Fonte: (CRESESB, 2021).

Estação: Pacaraima
Município: Pacaraima , RR - BRASIL
Latitude:4,2° N
Longitude: 61,049° O
Distância do ponto de ref. (4,1995° N; 61,149° O) :11,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,06	5,19	5,42	5,42	5,05	5,07	5,20	5,66	5,99	5,70	5,44	5,09	**5,36**	**,93**
☑	Ângulo igual a latitude	4° N	4,90	5,08	5,37	5,46	5,14	5,19	5,31	5,73	5,97	5,60	5,27	4,90	**5,33**	**1,07**
☑	Maior média anual	5° S	5,25	5,30	5,45	5,35	4,91	4,89	5,03	5,55	5,97	5,80	5,63	5,30	**5,37**	**1,08**
☑	Maior mínimo mensal	0° N	5,06	5,19	5,42	5,42	5,05	5,07	5,20	5,66	5,99	5,70	5,44	5,09	**5,36**	**,93**

A partir desses dados, temos uma média anual de 5.37 Wh/m².dia ou 5,37 KWh/m².dia.

3.2 Escolha dos painéis solares

Considerou-se a relação entre o custo benefício para escolher os painéis fotovoltaicos que serão utilizados para gerar energia elétrica à população. Dessa forma, foi escolhido o Painel Solar RSm Monocristalino de 410Wp - Risen. Esse painel possui tecnologia monocristalina que é mais eficiência quando comparada a policristalina. No entanto, são painéis de valor de mercado mais alto, porém esse valor é compensado quando é levado em consideração a sua eficiência,

além da quantidade menor de espaço que eles ocupam. Além disso, a vida útil desses painéis é maior que 30 anos e eles vem com garantia de 25 anos, e funcionam melhor do que painéis policristalinos em condições de pouca luz (PORTAL SOLAR, 2021).

3.3 Dados das residências que serão atendidas

Segundo o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) em 2020, 4.249 pessoas vivem em assentamentos rurais sem energia elétrica no Estado de Roraima (IEMA, 2020). Além disso, conforme dados do IBGE (2020), em cada domicílio da Região Norte moram, em média, 3,3 pessoas. Como o cálculo será feito considerando o consumo por residência, dividimos o número de pessoas (4.249) pela média de moradores por residências (3,3), resultando em 1.288 residências, sem acesso à energia elétrica (TOKARNIA, 2020).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Conforme citado anteriormente é consumido 40 KWh/mês de energia em cada residência (valor definido após uma análise de relatórios da EPE do ano de 2020 que mostram quanto de energia é consumida por Estados do Brasil) multiplicando esse valor pelo o número de residência temos uma demanda de energia de 51.520 KWh/mês, Equação1:

$$Demanda = \ 40\ KWh/mês\ x\ 1288\ = 51.520\ KWh/mês \qquad (1)$$

Após a coleta dos dados de radiação solar em Roraima, identificação da população que ainda vive sem energia elétrica e definição da demanda de energia, foi possível realizar o cálculo do número de painéis necessários para atender os assentamentos rurais nesse Estado.

Sabemos que a energia gerada, em cada painel, equivale a potência multiplicada pelo número de horas equivalente, demostrada na Equação 2:

$$E = P_{painel}\ x\ h_{equivalente} \quad (2)$$

Como $h_{equivalente}$ é numericamente igual a irradiação horizontal (retirada da Tabela 1), tem-se:

$$E = 410\ \text{Wp}\ x\ 5{,}36\ \text{KWh}/(\text{m}^2.\text{dia}) \quad (3)$$

Logo, a energia gerada por um painel é:

$$E = 2{,}2\ KWh/dia \quad (4)$$

Multiplica-se esse valor pelo Fator de perdas e segurança (0,8), para levar em consideração a temperatura de trabalho (quase sempre maior que os 25ºC da condição padrão de testes), poeira sobre o vidro, degradação com o tempo, presença de sombras em parte do dia, desvios na orientação e na inclinação, temos uma energia gerada pelo painel de $1{,}76\ KWh/dia$ (CARLOS; ALVARENGA, 2016).

Considerando a eficiência da bateria e inversor de 85% e 95% respectivamente, foi dimensionado a usina solar fotovoltaica, bem como o número de painéis existentes para atender a demanda elétrica da população em assentamentos rurais (BENAVENTE et al., 2019).

$$E = Consumo\ mensal * Eficiencia\ da\ bateria * Eficiencia\ do\ inversor \quad (5)$$

Substituindo os valores de demanda e considerando as perdas na bateria e no inversor, temos:

$$E = 51.520\ KWh/mês\ * 1{,}15 * 1{,}05 \quad (6)$$

Assim, a energia real necessária é de:

$$E = 62.211\ KWh/mês\ ou\ 2.073\ KWh/dia \quad (7)$$

Logo, como um painel fotovoltaico gera 1,76 KWh/dia, então, o número de painéis necessários para gerar 2.073 KWh/dia de energia é de 1.179 painéis solares, conforme a Equação 8,

$$Nº\ de\ paineis = 2.073\ KWh/dia / 1{,}76 KWh/dia = 1.179\ paineis \quad (8)$$

Em seguida foi calculado a potência da Usina Fotovoltaica (UFV), conforme a Equação 9,

$$Potência\ UFV = 1.179\ paineis * 410 Wp = 483{,}1\ KWp \quad (9)$$

O número de painéis solares foi comparado com usinas solares presentes no Brasil, bem como o Complexo Solar Pirapora que possui em média 2,8 painéis para a geração de energia a 1 residência. Ou o Parque Solar de Nova Olinda que possui 3,1 painéis por residência (BRASIL, 2021).

Nesse trabalho, otimizou-se a quantidade de painéis para aproximadamente 1 painel solar por residência, uma vez que para a população de baixa renda desse Estado, foi necessário apenas 40 KWh/mês para cada residência, enquanto que a média gasta por uma população de classe média, segundo dados da EPE (2020), é de 120 KWh/mês.

Refizemos os cálculos (para validação do resultado) utilizando as Eq. 1, Eq.5 e Eq. 8, para um consumo de 120 KWh/mês, ou seja, considerando uma população de classe média, e verificou-se que a proporção de painéis por residência resultou em 2,7, semelhante à do Complexo Solar Pirapora (2,8) e do Parque Solar de Nova Olinda (3,1). Comprovando a coerência do resultado alcançado neste trabalho.

$$Demanda = 120\ KWh/mês\ x\ 1.288 = 154.560\ KWh/mês \quad (8)$$

Substituindo os valores de demanda e considerando as perdas na bateria e no inversor, temos:

$$E = 154.560\ KWh/mês\ * 1{,}15 * 1{,}05 \quad (10)$$

Assim, a energia real necessária é de:

$$186.632\ KWh/mês\ ou\ 6.221\ KWh/dia \quad (11)$$

Logo, o número de painéis necessários para gerar 6.221 KWh/dia de energia são de:

$$Nº = 6221\ KWh/dia / 1{,}76 KWh/dia = 3.535\ paineis \quad (12)$$

5. CONCLUSÃO

Portanto, após as analisar o banco de dados da CRESESB sobre a radiação solar incidente, identificar a população sem acesso à energia e definição da demanda de energia, foi possível definirmos a quantidade de painéis solares (1.179 painéis) necessários para compor um sistema de geração de eletricidade. Também está presente nesse trabalho, o local exato para a locação desses painéis.

Nota-se, pelos resultados obtidos, um número menor de painéis fotovoltaicos em relação a outras usinas solares presente no país, isso ocorreu pelo fato de utilizarmos, neste trabalho, painéis de maior capacidade de geração de eletricidade (410Wp), além da baixa quantidade de energia demandada pelas residências dos assentamentos rurais de Roraima.

Além disso, o sistema de geração fotovoltaica é uma forma renovável de geração de energia para esse Estado que ainda não está ligado ao SIN, mesmo após os programas de universalização do acesso e uso da energia elétrica como o Luz para Todos. Logo, espera-se que esse trabalho contribua para iniciativas

de geração de energia, à população sem acesso a esse recurso, e que possa ser replicado para outras áreas do país onde há necessidade de fornecimento de eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. 2ª. Ed. INPE/MCT, 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 1 jun. 2022.

BEN - Balanço Energético Nacional 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 4 jun. 2022.

BENAVENTE, F. et al. Photovoltaic/battery system sizing for rural electrification in Bolivia: Considering the suppressed demand effect. Applied Energy, v. 235, p. 519–528, fev. 2019.

CARLOS, E.; ALVARENGA, A. Como Dimensionar Um Gerador Fotovoltaico Com Baterias. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.solenerg.com.br/files/Como-dimensionar-um-gerador-fotovoltaico-com-baterias.pdf>.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Dados de irradiação para o Estado de Roraima. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_RR.html#mod>

EPE – Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/EPEFactSheetAnuario.pdf>

GOVERNO ESTADUAL DO PIAUÍ. Piauí avança na produção de energia solar e é destaque na geração de energia limpa. Disponível em:

<https://www.pi.gov.br/noticias/piaui-avanca-na-producao-de-energia-solar-e-e-destaque-na-geracao-de-energia-limpa/>

IEMA - Instituto de Energia e Meio Ambiente. Disponível em: <http://energiaeambiente.org.br/produto/amazonia-legal-quem-esta-sem-energia-eletrica>

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2020. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/rr.html>

MME - Ministério de Minas e Energia. Plano de Dados abertos do MME. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/dados-abertos>.

PEREIRA, Osvaldo e RUTHER, Ricardo. Energia Solar Fotovoltaica. Revista Brasileira de Energia, n. 27, n. 3, 2021.

PORTAL SOLAR – Tipos De Painéis Fotovoltaicos. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html#ancora1>.

TOKARNIA, M. Maioria dos brasileiros mora em casa e é dona do imóvel, mostra IBGE, 2020. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2020-05/maioria-dos-brasileiros-mora-em-casa-e-e-dona-do-imovel-mostra-ibge#:~:text=A%20maior%20m%C3%A9dia%20regional%20%C3%A9,%2C%20com%207%2C7%25.>

UMA ANÁLISE DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL (LEI Nº 14.300/2022) À LUZ DOS PRINCÍPIOS DESCRITOS NO PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2050

Welinton Conte Ferreira

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro

RESUMO

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) apresenta princípios que devem direcionar o aprimoramento do arcabouço legal e infralegal do setor de energia no Brasil. Em janeiro de 2022 foi sancionada a lei nº 14.300/2022, que estabeleceu a nova regulação da Geração distribuída (GD) no Brasil. Diante deste contexto, este trabalho apresenta as principais mudanças na regulação da GD no Brasil decorrente da lei nº 14.300/2022 e faz uma relação entre essas mudanças e os princípios descritos pelo PNE 2050.

Palavras-chave: Geração distribuída; Regulação; Planejamento Energético.

ABSTRACT

The National Energy Plan 2050 (PNE 2050) presents principles that should guide the improvement of the legal and infra-legal framework of the energy sector in Brazil. In January 2022, Law nº 14.300/2022 established the new regulation of Distributed Generation (DG) in Brazil. In this context, this work presents the main changes in the regulation of Distributed Generation in Brazil resulting from the law nº 14.300/2022 and makes a relationship between these changes and the principles described by PNE 2050.

Keywords: Distributed Generation; Regulation; Energy Planning.

1. INTRODUÇÃO

O termo geração distribuída (GD) é usado para descrever a geração de eletricidade realizada no local ou próximo ao local de consumo, tratando-se de

uma estratégia de geração descentralizada, que emprega geradores de pequeno porte e se contrapõe ao modelo tradicional de geração centralizada.

Desde 2010 a GD tem crescido no Brasil, conforme mostra a tabela 1. A GD ganhou impulso no país a partir de 2012, ano da publicação da Resolução Normativa (RN) nº 482 da ANEEL que deu início a regulamentação do setor. A partir de 2019 é possível verificar novo impulso, estando tal fato relacionado a fatores como o barateamento dos sistemas de GD[1], o encarecimento da energia elétrica no Brasil e a perspectiva de mudanças na regulação da GD em 2021 causada pelo Projeto de Lei nº 5.829/2021. Atualmente o Brasil possui cerca de 10 GW de potência de GD instalada, do quais 98% são provenientes da fonte solar fotovoltaica (FV) e 44% foram instaladas pela classe residencial. A grande participação da fonte solar fotovoltaica (FV) fez com que esta fosse responsável por 90,4% da geração elétrica via GD no país em 2020 (MME, 2021).

Tabela 1 - Evolução da potência instalada (MW) de GD por ano entre 2010 e 2021

Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Potência Instalada (MW)	0,04	0,1	0,47	1,5	2,8	17	65	162	435	1.582	2.828	4.152

Fonte: ANEEL[2]. Elaboração Própria.

Até 2021 a GD no Brasil era regulada pela Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 (e suas alterações) e esta foi importante, dentre outros motivos, pois: tornou possível o consumidor de eletricidade no Brasil produzir parte ou a totalidade da eletricidade que consome; estabeleceu as regras de acesso aos sistemas de distribuição; e instituiu o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) (*Net Metering*) e as modalidades de participação no sistema de compensação. A RN nº 482/2012 estimulou a adoção de sistemas de GD, mas

[1] Segundo Márcio Takata, CEO da Greener, enquanto um sistema de 4 kWp (quilowatt pico) custava ao consumidor em 2016 cerca R$35 mil, o mesmo em 2021 custava em torno de R$ 19 mil, o que representa uma queda de 44% em 5 anos (TADEU, 2021).

[2] Endereço do site: < https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9 >. Acesso em: 19/04/2022.

também gerou algumas preocupações para os agentes do setor, como as questões da chamada “espiral da morte” e dos subsídios cruzados.

A partir de 2018, visando minimizar os problemas da “espiral da morte” e dos subsídios cruzados, a ANEEL estabeleceu uma agenda regulatória com o intuito de sugerir mudanças nas regras aplicáveis à GD, com destaque para o sistema de compensação de energia. Tal agenda estimulou o debate sobre a regulação da GD no Brasil e o crescimento do debate foi decisivo para que em janeiro de 2022 fosse promulgada a lei nº 14.300, esta que instituiu o novo marco legal da GD.

Diante do exposto, o objetivo deste trabalho é apresentar as principais mudanças na regulação da GD no Brasil decorrente da lei nº 14.300/2022 e fazer uma relação entre essas mudanças e os princípios descritos pelo Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) como primordiais para o planejamento de longo prazo do setor energético brasileiro. Assim sendo, este trabalho se divide em quatro seções, incluindo a presente introdução. A seção 2 apresenta a antiga e a nova regulação da GD, buscando destacar as principais mudanças e possíveis consequências. A seção 3 relaciona pontos da nova regulação da GD com os princípios presentes no PNE 2050, de modo a verificar se eles estão em consonância. Por fim, a seção 5 apresenta as conclusões do trabalho.

2. REGULAMENTAÇÃO DA GD NO BRASIL

2.1. Histórico da Regulação da GD até 2021

A regulação da GD no Brasil teve início com a Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 da ANEEL, esta que foi atualizada e alterada pelas resoluções normativas nº 512/2012, nº 687/2015 e nº 786/2017 da ANEEL. A RN nº 482/2012 foi responsável, dentre outras coisas, por: (i) estabelecer as regras de acesso aos sistemas de distribuição; (ii) instituir o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) (*Net Metering*); e (iii) definir as modalidades de participação no sistema de compensação, quais sejam, a Geração de energia junto à carga, o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (EMUC). Apesar de ter

conseguido estimular a adoção de sistemas de GD, a RN nº 482/2012 também gerou algumas preocupações aos agentes do setor, com destaque para as questões da “espiral da morte” e dos subsídios cruzados.

A expressão “espiral da morte” se refere ao fato de que a adoção de sistemas de GD por parte dos consumidores cativos reduziria a demanda das distribuidoras e levaria a reajustes em suas tarifas, o que por sua vez reestimularia a demanda por GD e reiniciaria o processo. A consequência dessa questão seria o encarecimento da eletricidade para os consumidores que permanecerem cativos e o contínuo estímulo à adoção da GD.

Para explicar a questão dos subsídios cruzados é preciso saber que a tarifa de energia dos consumidores cativos é formada, conforme mostra a figura 1, pelos custos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, além dos encargos setoriais e impostos.

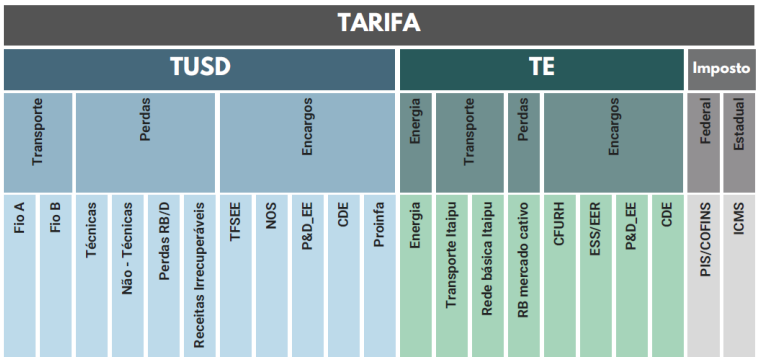


Figura 1 – Composição da tarifa de eletricidade do consumidor cativo.
Fonte: Rigo et. al. (2021)

A parte da tarifa referente a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) busca cobrir os custos relativos ao uso dos sistemas de distribuição (Fio B) e transmissão (Fio A), além das perdas e encargos setoriais. Já a parte da tarifa referente a Tarifa de Energia (TE) busca cobrir os custos de geração de energia, além das perdas, encargos setoriais e os custos de transporte e rede básica da hidrelétrica de Itaipu. Ocorre que o sistema de compensação adotado pela RN nº 482/2012 valora a energia injetada na rede

pelos sistemas de GD em 100% das componentes tarifárias (TE e TUSD)[3]. Tal fato significa uma sobrevalorização, pois faz com que as Unidades Consumidoras (UC) que possuem GD deixem de contribuir, por exemplo, com os encargos setoriais e com os custos das redes de distribuição e transmissão, valores esses que são pagos pelos consumidores cativos sem GD, daí o uso do termo “subsídios cruzados”. Ou seja, as UC com GD, por exemplo, continuam usando as redes de distribuição e transmissão[4], mas não pagam por tal serviço.

A partir de 2018, visando minimizar os problemas da “espiral da morte” e dos subsídios cruzados, a ANEEL estabeleceu uma agenda regulatória visando mudanças nas regras aplicáveis à GD, com destaque para o sistema de compensação de energia. Dentro dessa agenda podemos citar: a Consulta Pública nº10/2018, o Seminário Internacional sobre Micro e Minigeração Distribuída de 2018, a Audiência Pública n° 01/2019 e a Consulta Pública nº 25/2019, esta última que disponibilizou o relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 003/2019 onde a ANEEL sugeriu que as seguintes componentes deveriam deixar de remunerar a energia produzida pelos sistemas de GD: Fio A, Fio B, Encargos (TUSD e TE) e Perdas (TUSD) (ANEEL, 2019). Esse debate levantado pela ANEEL culminou com a elaboração do Projeto de Lei nº 5.829/2021 e, consequentemente, com a edição da Lei nº 14.300/2022.

2.2. Novo Marco Legal da GD no Brasil: Lei nº 14.300/2022

No dia 06 de janeiro de 2022 foi sancionada a lei nº 14.300, conhecida como “Novo Marco Legal da GD”. Veremos agora os principais pontos e possíveis consequências trazidas por essa nova regulação.

O primeiro ponto a ser destacado da lei nº 14.300/2022 é que os subsídios foram mantidos. Segundo o artigo nº 26 da lei, os detentores de sistemas de GD e aqueles que conseguirem acesso em até 12 meses após a

[3] Com relação aos impostos, há estados que isentam a GD do pagamento de ICMS, enquanto que o pagamento de PIS/COFINS foi isento pela lei nº 13.169/2015.
[4] Quando há excedente de geração, este é destinado à rede da distribuidora. Quando a geração é menor do que o consumo, o consumidor demanda energia da rede da distribuidora.

publicação da lei permanecerão com a valoração dos créditos de energia inalterada até 31 de dezembro de 2045, ou seja, permanecerão recebendo a mesma quantidade de subsídios dada pela RN nº 482/2012. O fato de manter a valoração e, portanto, o subsídio para esses agentes não deve ser visto como um ponto negativo no sentido de manter o direito adquirido. No entanto, essa regra estimula uma "corrida" por adoção de sistemas de GD nesses 12 meses.

Por outro lado, o artigo nº 27 da lei 14.300/2022 diz que após 12 meses de vigência da mesma, os novos sistemas de GD passarão a pagar até 2029, de forma escalonada, alguns componentes tarifários, ou seja, deixarão de receber uma parte dos subsídios, da seguinte forma:

- Os novos sistemas de GD do tipo Geração junto à Carga, Geração Compartilhada, EMUC ou Autoconsumo remoto com até 500 KW passarão a pagar um percentual do componente Fio B, começando com 15% em 2023 e aumentando 15% ao ano até chegar a 90% em 2028; e

- Os novos sistemas de minigeração distribuída acima de 500 KW do tipo Autoconsumo remoto ou Geração compartilhada em que um único CPF ou CNPJ receba mais do que 25% do excedente de eletricidade, passarão a pagar por 100% do componente Fio B, 40% do Fio A e 100% dos encargos Tarifa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE).

Observa-se que os subsídios serão reduzidos para os projetos que conseguirem acesso após janeiro de 2023, mas de forma menos acentuada do que o defendido pela ANEEL na AIR nº 003/2019. No entanto, é preciso frisar que mais subsídios podem ser cortados dado que a lei nº 14.300/2022 determina que a ANEEL deverá apresentar, até julho de 2023, uma nova forma que irá valorar a eletricidade proveniente da GD a partir de 2029. Ademais, destaca-se que consta no artigo nº 25 da referida lei que serão usados temporariamente recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para bancar parte dos subsídios, o que demonstra outra forma de subsídio cruzado.

Outro ponto a se destacar da lei nº 14.300/2022 é que essa possui regras que tornam GD mais rentável, como: (i) o artigo nº 16 que determina que a energia injetada na rede pelos sistemas de GD não deve mais ser descontada da faixa do custo de disponibilidade, o que evita a duplicidade de cobrança da disponibilidade; e (ii) o artigo nº 19 que deduz a energia gerada pelo sistema de GD da base de cobrança da bandeira tarifária. O fato é que ao adotar outras regras que ajudam na rentabilidade dos projetos de GD e ao preservar a maior parte dos subsídios à tarifa, esta lei mantém o alto incentivo à adoção de GD e, consequentemente, mantém existente a questão da "espiral da morte".

Mais um destaque da lei nº 14.300/2022 é que esta estabeleceu um período claro de transição das regras de precificação da energia proveniente de sistemas de GD. Ademais, a lei determinou que a ANEEL deverá realizar estudos de custos e benefícios gerados pela GD e, com isso, determinar a nova forma de valoração da energia proveniente de sistemas de GD e que deverá ser implementada a partir de 2029.

É preciso destacar também que a lei nº 14.300/2022 leva em consideração os custos que a redução de demanda causada pelo crescimento da GD gera às distribuidoras. Em seu artigo nº 21, a lei diz que as distribuidoras poderão considerar a energia inserida no sistema pela GD como sobrecontratação involuntária para fins de revisão tarifária extraordinária, o que reduz o impacto negativo da GD sobre as distribuidoras.

Por fim, salienta-se que a lei nº 14.300/2022 mostra estar ciente da dificuldade dos consumidores de baixa renda adotarem sistemas de GD e, com isso, criou o Programa de Energia Renovável Social (PERS) visando minimizar tal problema. O artigo nº 36 mostra que o PERS destina-se a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda. Os recursos financeiros para este programa virão dos Programas de Eficiência Energética, de fontes de recursos complementares ou ainda de parcela de Outras Receitas das atividades exercidas pelas

distribuidoras convertida para a modicidade tarifária nos processos de revisão tarifária (BRASIL, 2022).

3. MARCO LEGAL DA GD E OS PRINCÍPIOS PREVISTOS NO PNE 2050

O PNE 2050 foi lançado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em 2020 e trata-se resumidamente de um trabalho que, a partir de uma análise do cenário (político, social, econômico e ambiental) nacional e internacional, apresenta um conjunto de recomendações e diretrizes para a elaboração de uma estratégia de longo prazo para o setor energético brasileiro. O PNE 2050 apresenta 10 princípios que serviram de base para as recomendações e que acredita que sejam necessários para direcionar o aprimoramento do arcabouço legal e infralegal do setor de energia no Brasil dentro de uma visão de longo prazo. Segundo o MME (2020), os 10 princípios são: neutralidade tecnológica; fomento à concorrência; isonomia; eficiência; previsibilidade; simplicidade; transparência; coerência; sustentabilidade; e precaução. Nesta seção iremos relacionar alguns pontos do novo marco legal da GD com tais princípios[5].

O princípio do fomento à concorrência diz que se deve promover inovações e novas formas de arranjos institucionais e comerciais, além de garantir e estimular a livre concorrência em todos os segmentos que puderem contar com mecanismos competitivos de alocação, com diversidade de agentes e com livre entrada e saída de participantes de modo a evitar situações de poder de mercado (MME, 2020). Podemos dizer que a lei nº 14.300/2022 está de acordo com esse princípio dado que promove uma nova forma de geração de eletricidade, aumentando assim a concorrência no setor de geração.

O princípio da simplicidade afirma que se deve evitar cláusulas e regras demasiadamente complexas de modo a garantir a segurança jurídica dos contratos e, assim, reduzir os riscos e estimular os investimentos. Já o princípio da previsibilidade diz que além da necessidade de as regras serem claras,

[5] Apenas os princípios de Neutralidade tecnológica, Isonomia e Precaução não serão abordados em função da não observância inicial de relação.

transparentes e previsíveis, qualquer alteração regulatória deve contar com a avaliação dos seus impactos e de um período de transição para a adequação dos agentes (MME, 2020). As cláusulas contidas na lei nº 14.300/2022 se mostram claras e, além disso, apresentam um período claro de transição dado que as novas regras entrarão em vigor, escalonadamente, a partir de 2023. Conforme afirmou o presidente da Associação Brasileira de Energia Solar, Rodrigo Sauaia, a nova lei traz segurança jurídica ao estabelecer regras claras, como o artigo nº 26 que mantém as regras atuais até 2045 para os agentes que já possuem sistemas de GD e para aqueles que adquirirem tais sistemas dentro de 12 meses após a entrada em vigor da lei (FANTIN, 2022). Ademais, a lei determina que a ANEEL, analisando o cenário de GD no Brasil, realize estudos para propor novo sistema de compensação a ser adotado a partir de 2029, o que também mostra coerência com o princípio da previsibilidade.

O princípio da sustentabilidade diz que o setor de energia deve promover o desenvolvimento sustentável, baseado nas melhores práticas internacionais e na eficiência econômica, visando aproveitar as vantagens comparativas dos recursos naturais nacionais (MME, 2020). Podemos dizer a lei nº 14.300/2022 está em consonância com tal princípio, dentre outros motivos, por: (i) apresentar regras que estimulam a geração renovável de eletricidade, como o artigo nº 36 que cria um programa destinado para a instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis voltados para beneficiar a população de baixa renda; e (ii) estimular a GD e esta ser composta no Brasil majoritariamente pela fonte solar, fonte esta que é limpa, renovável e que atualmente é a segunda mais competitivas do país em termos de preço de acordo com a EPE (2021)[6].

Com relação ao princípio da eficiência, este afirma, dentre outras coisas, que os mercados devem funcionar de forma que os preços reflitam as condições do mercado e os custos e os riscos sejam alocados de forma adequada (MME,

[6] É importante frisar que a EPE (2021) diz que a fonte solar FV centralizada é a segunda fonte mais barata no Brasil. No entanto, podemos utilizar tal dado como uma *proxy* para a competitividade da GD via solar FV dado que o principal custo da geração solar FV são as placas e a tecnologia embutida nelas são as mesmas independente de serem usadas na GD ou na geração centralizada.

2020). Ao não cobrar alguns componentes tarifários dos sistemas de GD, como o Fio A dos microgeradores, os riscos e custos ao sistema não estão sendo alocados de forma adequada, logo a lei nº 14.300/2022 não estaria em acordo com o princípio da eficiência. Por outro lado, ao levar em consideração a existência da duplicidade na cobrança do custo de disponibilidade e o risco de sobrecontratação que o crescimento da GD causa às distribuidoras, a nova lei apresenta ações que estão de acordo com tal princípio.

Já o princípio da transparência explica que as decisões de políticas públicas devem ser precedidas de avaliação de impacto regulatório (MME, 2020). Destaca-se que a lei nº 14.300/2022 foi precedida de análise de impacto regulatório, ainda que partes importantes do que foi sugerido pelos estudos da ANEEL (como a AIR nº 003/2019) não tenham sido seguidos na lei. Ademais, a lei, em seu artigo nº 32, prevê que a ANEEL deverá realizar estudos e divulgar os custos e benefícios sistêmicos da GD de forma a manter a transparência das informações à sociedade. Portanto, a lei possui vários pontos aderentes ao princípio da transparência, mas o fato da mesma manter os subsídios à GD, algo que foi atacado pela AIR nº 003/2019 da ANEEL, não faz com que a mesma seja 100% aderente ao princípio.

Por fim, há partes na lei nº 14.300/2022 que mostram que a mesma está em desacordo com o princípio da coerência. Tal princípio afirma que as decisões em relação ao setor de energia devem observar uma ótica integrada, que seja capaz de fomentar, dentre outras coisas, a justiça intrageracional e intergeracional (MME, 2020). O fato da lei nº 14.300/2022 manter boa parte dos subsídios à GD e o fato da população brasileira de baixa renda praticamente não conseguir acesso à sistemas de GD (por questões financeiras), mostra que tal lei não é capaz de fomentar a justiça intrageracional. Podemos destacar ainda que se por um lado a lei parece aprofundar tal problema ao adotar novas medidas de estímulo à GD, como a não cobrança da bandeira tarifária sobre a parte da energia consumida pela UC proveniente de seu sistema de GD (artigo nº 19), por outro lado a lei criou o PERS que, apesar de capacidade limitada,

pode tornar possível que algumas pessoas de baixa renda tenham acesso à sistemas de GD.

4. CONCLUSÃO

A lei nº 14.300/2022 trouxe transparência e segurança jurídica e tende a estimular o investimento em GD no Brasil, o que pode ser importante em termos de diversificação e sustentabilidade da matriz energética. No entanto, uma das conclusões do trabalho é que a lei apenas reduziu os subsídios à GD e, consequentemente, manteve o problema dos subsídios cruzados e da "espiral da morte", questões estas que trarão dificuldades para o setor elétrico no futuro próximo.

Quanto a relação da lei nº 14.300/2022 com os princípios apontados pelo MME (no PNE 2050) como norteadores do processo planejamento de longo prazo do setor energético brasileiro, o trabalho concluiu que a lei: (i) está em consonância com os princípios de fomento à concorrência, previsibilidade, simplicidade e sustentabilidade; (ii) apresenta pontos que estão em acordo e outros em desacordo com os princípios da eficiência e da transparência; e (iii) está em desacordo com o princípio da coerência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENRGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. 2019.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. 2022. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm >. Acesso em: 19 abril. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Caderno de Preços da Geração 2021. 2021.

FANTIN, M.. Com nova lei, agronegócio deve elevar investimentos em energia solar. Globo rural: São Paulo, 21 de fev. 2022. Disponível em: < https://revistagloborural.globo.com/Noticias/Sustentabilidade/noticia/2022/02/com-nova-lei-agronegocio-deve-elevar-investimentos-em-energia-solar.html >. Acesso em: 20/04/2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: MME/EPE, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese 2021: ano base 2020. 2021.

RIGO, P.D.; REDISKE, G.; SANTOS, J. R. G.; FREITAS, C.V.; LORENZONI, L.P.. (2021). Relatório Trimestral SOLARMAP: **A fatura de energia elétrica brasileira e os incentivos à Geração Distribuída**. Vol. 2, nº2, 2021.

TADEU, Erivelto. (2021). Instalação de painéis solares cresce em meio à escalada da conta de luz: marco legal da microgeração e minigeração distribuída deve estimular crescimento do mercado. **Valor Econômico**: São Paulo, 27 out. 2021. Disponível em: < https://valor.globo.com/publicacoes/suplementos/noticia/2021/10/27/instalacao-de-paineis-solares-cresce-em-meio-a-escalada-da-conta-de-luz.ghtml >. Acesso em: 20/04/2022.

UMA VISÃO PROSPECTIVA SOBRE O APROVEITAMENTO DA ENERGIA DAS MARÉS NA ZONA EQUATORIAL BRASILEIRA UTILIZANDO O SOFTWARE SYSTEM ADVISOR MODEL

Vinícius Alencar Aragão[1]; Camilo Andres Guerrero Martin[1];
Ayla Luiza de Souza Gonçalves[1]; Ana Karolina Lacerda Lobo[1]

[1]*Universidade Federal do Pará*

RESUMO

A margem equatorial brasileira (MEB) é circundada pelo Oceano Atlântico, portanto tem um vasto potencial para a produção de energia a partir das marés. Dessa forma, a conversão da energia maremotriz pode ser aproveitada para fornecer fontes alternativas de energia limpa à região. Este artigo demonstra o avanço progressivo da literatura acadêmica sobre energia renovável das marés na MEB. De maneira a proporcionar uma melhor compreensão das oportunidades e desafios do desenvolvimento na região. No ponto de vista técnico, este trabalho realiza uma análise econômica e de eficiência energética utilizando o *software* System Advisor Model (SAM), considerando aspectos geológicos, climáticos e possíveis impactos ambientais. Quanto ao aspecto social, ao fornecer uma fonte sustentável de energia, o desenvolvimento do setor poderia proporcionar benefícios aos estados da MEB, através de maiores oportunidades de emprego, cooperação mútua entre indústrias, investimentos de entrada, e maior resiliência econômica. Contudo, estes benefícios só podem ser maximizados se os custos de implantação, manutenção e reparação forem reduzidos, se o impacto no ambiente marinho for tido em conta, e se forem consideradas questões de aceitação pública. Para tal, há uma série de questões técnicas e estratégicas que terão de ser ultrapassadas para que as tecnologias baseadas no aproveitamento da energia das marés possam atingir um nível de desenvolvimento satisfatório. Desta maneira, foram avaliados conversores hidrocinéticos para geração de energia, foi feita uma matriz multicritério que é usada para determinar a turbina hidrocinética mais adequada para atender as

necessidades do projeto, com a tecnologia utilizada do Conversor de Onda Oscilante (RM5). Consequentemente, através da simulação no software System Advisor Model, as variáveis operacionais da turbina com uma capacidade de desempenho nominal equivalente a 360 kW, com uma potência média por dispositivo que gera um valor de 38 kW, relacionando estes dois valores determina-se que para atender o desempenho da turbina é necessário um arranjo de 10 dispositivos que gera um potencial nominal de 380 kW. A matriz é determinada em cinco linhas e duas colunas com uma geração ou produção anual de energia de 3.123.090 kWh com um potencial de fornecimento de energia maior de 3000 kW. Conclui-se que para a localidade como um todo receber as melhorias e vantagens de adquirir energia de uma fonte maremotriz, é imprescindível o desenvolvimento e cooperação entre as múltiplas parcelas da sociedade interessadas (cientistas, pessoas da política, e por fim, os clientes sendo a maior delas) para atenuar qualquer possibilidade de ameaças ao funcionamento e abastecimento de energia.

Palavras-chave: Barreiras; Energia; Geração distribuída; Oportunidades.

ABSTRACT

The Brazilian equatorial margin (BEM) is circumambient to the Atlantic Ocean, furthermore owns vast potential for tidal power generation. Thus, the tidal energy conversion could substitute renewable-resource to the surrounding areas. This paper depicts a contribution to the advancement of the scientific production of tidal renewable energy in the BEM, providing a better comprehension of the possibilities and obstacles of the region's development. In addition to article technical aspects, this paper conducts an economic and energy efficiency analysis using System Advisor Model (SAM) software, considering geological and climatic features and possible environmental impacts. Moreover, by providing a sustainable energy source, the sector development could also deliver socio-economic advantages to the BEM states through increased employment opportunities, cooperation between industries, inward investments, and improved economic strength. Regardless, while the expenses of installation, maintenance,

and technical adjustments are minimal, the benefits are maximized. Next, the concerns of community reception encompass both the impact on the sea ambient and the safety of its population. In sum, several technical and strategic issues will need to be overcome before technologies based on harnessing the energy of water are to reach a satisfactory level of development. In this way, hydrokinetic converters for power generation were evaluated, a multicriteria matrix was made that is used to determine the most suitable hydrokinetic turbine to meet the needs of the project, with the technology used Oscillating Wave Converter (RM5). Consequently, through simulation in the System Advisor Model software, the operational variables of the turbine with a nominal performance capacity equivalent to 360 kW, with an average power per device that generates a value of 38 kW, relating these two values it is determined that to meet the performance of the turbine is required an arrangement of 10 devices that generates a nominal potential of 380 kW. The matrix is determined in five rows and two columns with an annual energy generation or production of 3,123,090 kWh with a higher energy supply potential of 3000 kW. Finally, for the locality as a whole to receive the improvements and advantages of acquiring power from a tidal source, development, and cooperation between the multiple portions of the society concerned (scientists, political people, and ultimately customers being the largest of them). Hence, it is indispensable to mitigate any possibility of threats to this operation and supply of energy.

Keywords: Tidal energy, Clean energy, Brazilian equatorial margin, Environmental impact.

1. INTRODUÇÃO

As fontes renováveis de energia terão uma cota cada vez mais relevante na matriz energética global durante as próximas décadas. O seu uso na geração de energia elétrica é extremamente aplicável, inclusive no Brasil. A hidroeletricidade, historicamente, tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, representando 65% da capacidade instalada de seu parque gerador, e 80% da geração total em 2017 (EPE, 2020). Na zona

equatorial brasileira não é diferente, formada pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, apresenta a maior disponibilidade energética da modalidade (Figura 1). É uma grande oportunidade, sabendo que a demanda energética mundial até 2040 crescerá cerca de 35% (EXXONMOBIL, 2014).

A energia oceânica vem sendo estudada e há várias maneiras de ser explorada as suas fontes energéticas dos oceanos, como: as ondas, amplitude de marés, correntes de marés, correntes oceânicas, conversão da energia térmica do oceano e gradiente de salinidade. Ou seja, o potencial teórico global da energia oceânica é estimado em 7400 EJ/ano, é mais do que o necessário para atender a atual demanda energética em uma escala global. (LEITE. N., 2012)

Uma característica interessante das marés condiz a respeito da sua previsibilidade, o fato de se prever com precisão o comportamento das marés em um determinado local, sendo uma vantagem para o aproveitamento da Energia Maremotriz. Outra característica está relacionada ao fluxo horizontal de água, que é o aumento e diminuição das marés acompanhadas do movimento periódico horizontal da água que é utilizado para a geração de energia elétrica. (LEITE. N., 2012)

A energia dos oceanos, tem sido apontada como uma das mais promissoras fontes de energia renovável (ASTARIZ & IGLESIAS, 2015), estando incluída neste grupo a energia maremotriz a qual pode ser gerada pelas marés tanto pelas oscilações de suas correntes, quanto pela diferença de altura entre maré alta e maré baixa, especialmente quando possuem uma diferença maior de 4 metros. No caso do Brasil, as marés são superiores a 5 metros, o que traduz o potencial energético desta fonte no local de estudo (FERREIRA, 2007).

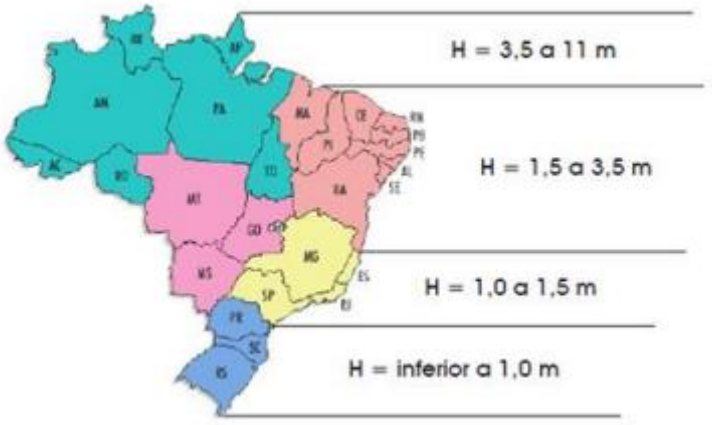


Figura 1 - Regiões do Brasil e suas respectivas margens de altura de marés (FERREIRA, 2007)

Ao redor do mundo, às marés provém, aproximadamente, 3 TW de potência. Todavia, devido a dispersão de energia em mar aberto, poucos são os locais que possuem alturas de marés adequadas ao aproveitamento dessa energia, estima-se que somente 2% a 10% podem ser convertidos em energia (FERREIRA, 2009). Os principais parâmetros para o aproveitamento da energia das marés são alturas de maré em locais favoráveis aos trabalhos de engenharia e proximidade do mercado consumidor de eletricidade (CHARLIER, 2003).

2. CLIMATOGRAFIA DA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA

Desde o início da segunda metade do século XX, as observações meteorológicas têm registrado, sistematicamente, aumentos da temperatura do ar, tanto a nível global como regional (SILVA, 2004).

Os aumentos da temperatura do ar ocorrem de uma forma assimétrica, representando os efeitos de diferentes agentes globais e regionais (PITMAN; PERKINS, 2009) sobre as alterações da temperatura do ar.

As assimetrias destas alterações têm tido alterações significativas em muitas regiões do globo, enquanto em outras locais não foram observadas alterações significativas (BONSAL et al., 2001; PRIETO et al., 2004). A ação

antropogênica está sendo considerada como a principal razão para estas alterações (IPCC, 2007).

Por conta destas considerações, a busca pela minimização da emissão de gases que implicam no aumento do efeito estufa, deve ser cada vez mais salutar na composição da matriz energética das cidades, inclusive das que puderem usufruir de fontes renováveis, como as que fazem parte da MEB.

A área de estudo localiza-se na zona equatorial brasileira, abrangendo as bacias sedimentares da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (Figura 2). Essa área de um milhão de quilômetros quadrados promove um potencial alternativo de geração energética muito alto, favorecido pelas correntes advindas da Foz do Amazonas. Pela classificação Köppen-Geiger de clima, a MEB tem três climas principais: clima equatorial, monçônico e tropical de savana. Grupo climático que apresenta, em todos os meses do ano, temperatura média de 18 °C ou superior, e precipitação significativa.

Figura 2 - Margem equatorial brasileira e suas bacias sedimentares. Fonte: SOUZA, 2021.

3. AVALIAÇÃO TÉCNICA

Foram avaliados conversores hidrocinéticos para geração de energia, foi feita uma matriz multicritério que é usada para determinar a turbina hidrocinética mais adequada para atender as necessidades do projeto, com a tecnologia utilizada do Conversor de Onda Oscilante (RM5). Consequentemente, através da simulação no software System Advisor Model, as variáveis operacionais da turbina com uma capacidade de desempenho nominal equivalente a 360 kW,

com uma potência média por dispositivo que gera um valor de 38 kW, relacionando estes dois valores determina-se que para atender o desempenho da turbina é necessário um arranjo de 10 dispositivos que gera um potencial nominal de 380 kW.

O RM5 usa uma aba de 25 metros de largura e 19 metros de altura (sendo 16 metros em calado), e a distância do topo da aba perfurante da superfície da água até à superfície média da água (bordo livre) é de 1,5 metro (Figura 3). A aba é ligada a um eixo com um diâmetro de 3 metros que roda contra a estrutura de suporte. Assume-se que a armação de suporte tem um diâmetro exterior de 2 metros, e o comprimento total da estrutura do dispositivo é de 45 metros.

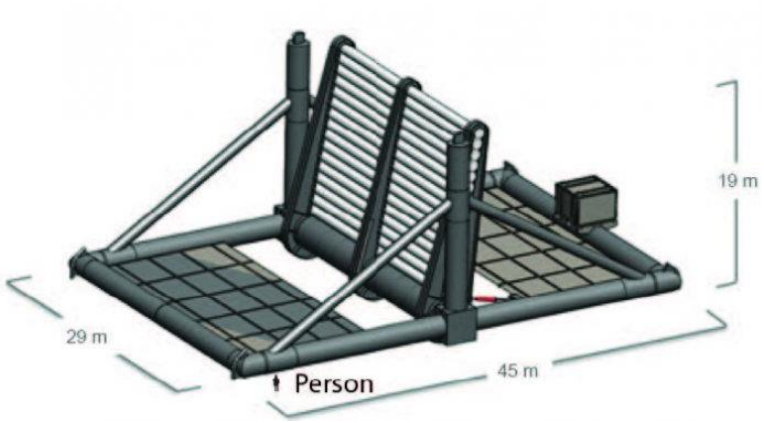


Figura 3 - Representação ilustrativa das dimensões do RM5 em comparação a um humano.
Fonte: NREL.

Além disso, é considerado eficaz fixar placas inferiores à armação, porque o aumento de massa causado pelo momento de inércia de massa adicionada associado estabiliza a armação, resultando numa melhoria do desempenho energético do dispositivo.

O RM5 OSWEC foi concebido para a utilização em águas profundas, a profundidades entre 50 e 100 metros, e foi movido a tensão para o fundo do mar (Figura 4).

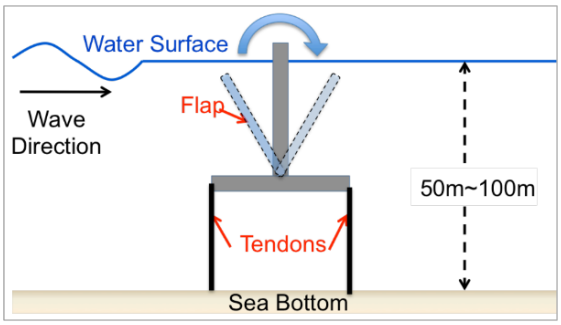


Figura 4 - Representação esquemática do posicionamento do RM5 no fundo mar com atuação das ondas. Fonte: NREL.

4. RESULTADOS

Como demonstrado, a matriz foi determinada em cinco linhas e duas colunas. Essa estrutura obteve uma geração ou produção anual de energia de 3.123.090 kWh com um potencial de fornecimento de energia acima de 3000 kW (Figura 5).

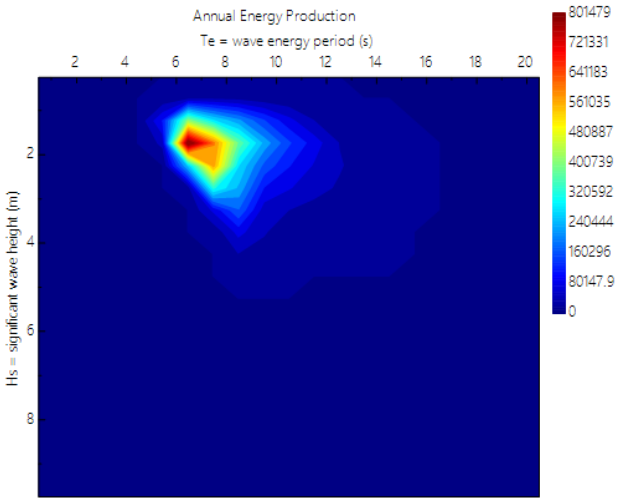


Figura 5 - Produção de energia anual. Fonte: Autoria própria (SAM).

Esta geração de matriz considerada pequena, já seria capaz de compor 5% do fornecimento elétrico para o município de Salinópolis, do estado do Pará, que se encontra à margem equatorial brasileira.

4.1 Análise de Custo

Tabela 1 - Índice energético pelo valor (em dólares)

Índice	Valor
Produção anual de energia	6.618.470 kWh
Energia gerada média por aparelho	81 kW
Capacidade do sistema	3.600 kW
Fator de capacidade	21 %
Custo nivelado de energia	135.16 ¢/kWh

Tabela 2 - Demandas de valor financeiro pelos dados de custo (em dólares)

Categoria	Custo	Custo por capacidade	LCOE
Custo de capital	$66.810.821	18.559 $/kW	1,09 $/kWh
- **Custo do aparelho**	$41.924.765	11.646 $/kW	0,68 $/kWh
- **Balanço de custo do sistema**	$19.502.910	5.417 $/kW	0,32 $/kWh
- **Custo financeiro**	$5.383.146	1.495 $/kW	0,09 $/kWh
- **Custo O&M**	$1.729.992 /ano	481 $/kW/ano	0,26 $/kWh

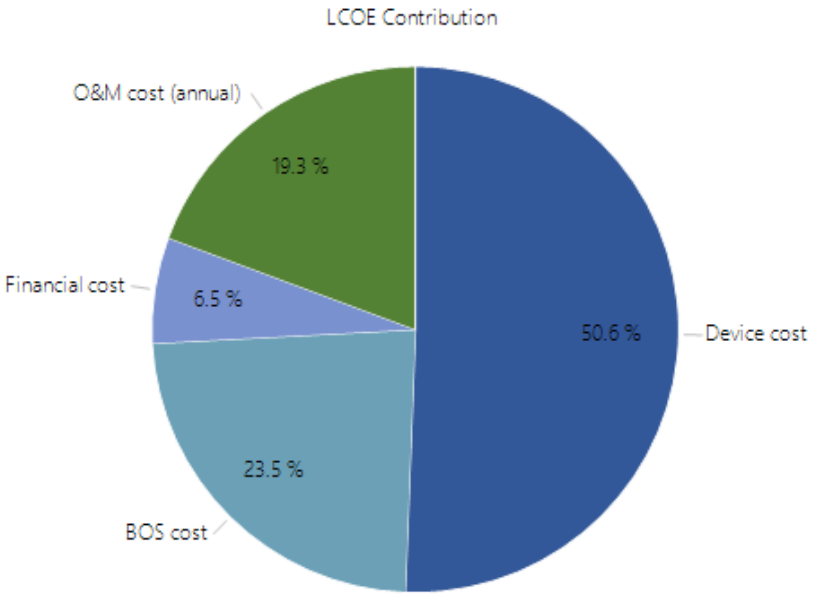


Figura 6 - Contribuição LCOE (custo nivelado da energia). Fonte: Autoria própria (SAM).

5. CONCLUSÃO

Conclui-se que para a localidade como um todo receber as melhorias e vantagens de adquirir energia de uma fonte maremotriz, é imprescindível o desenvolvimento e cooperação entre as múltiplas parcelas da sociedade interessadas (cientistas, pessoas da política, e por fim, os clientes sendo a maior delas) para atenuar qualquer possibilidade de ameaças ao funcionamento e abastecimento de energia.

É importante salientar a importância da análise do campo selecionado, para além dos termos da amplitude da maré, pois apenas com base em levantamentos específicos da área, o processo de avaliação hidroenergética seria totalmente válido. Ressalta-se, também, a relevância deste trabalho no desenvolvimento da energia maremotriz na região norte/nordeste. No presente trabalho foi objetivado um primeiro passo na análise de locais possíveis para estudos de potenciais maremotrizes para geração de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA

BROHAN, P. et al. Uncertainty estimates in regional and global observed temperature changes: a new data set from 1850. Journal of Geophysical Research, v. 111, p. 1-3, 2006.

CHARLIER, R. H. Sustainable co-generation from the tides: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 7., 2003.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas; Balanço Energético Nacional de 2020, ano base 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020

EXXONMOBIL. Panorama Energético: Perspectivas para 2040. Ed. 1º, Texas, 2014, p. 3-4.

FEMAR. Catálogo de estações maregráficas brasileiras. 2000. Disponível em. Acesso em 05 de jun. de 2022.

INTERGOVENMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). Summary for Policymakers. In: SOLOMON, S. et al. Climate Change: the Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press; New York: United Kingdom, 2007.

LEBASSI, B. et al. Observed 1970–2005 Cooling of Summer Daytime Temperatures in Coastal California. Journal of Climate, v. 22, n. 13, p. 3558-3573, 2009.

LEITE NETO, Pedro Bezerra. Otimização da geração de eletricidade a partir de fonte maremotriz. 2012. Dissertação (Programa De Pós-Graduação Em Engenharia De Eletricidade/CCET) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís.

LINKOSALO, T. et al. The time series of flowering and leaf bud burst of boreal trees (1846–2005) support the direct temperature observations of climatic warming. Agricultural and Forest Meteorology, v. 149, n. 03/04, p. 453-461, 2009.

PITMAN, A. J.; PERKINS, S. E. Global and Regional Comparison of Daily 2-m and 1000-hPa Maximum and Minimum Temperatures in Three Global Reanalyses. Journal of Climate, v. 22, n. 17, p. 4667-4681, 2009.

SILVA, V. P. R. On climate variability in Northeast of Brazil. Journal of Arid Environments, v. 58, n. 04, p. 575-596, 2004.

WALTERS, J. T. et al. Positive surface temperature feedback in the stable nocturnal boundary layer. Geophysical Resource Letters, v. 34, 2007.

FERREIRA, R. M. da S. do A. Aproveitamento da energia das marés: estudo de caso Estuário do Bacanga, MA. Dissertação (Mestrado em Engenharia naval e oceânica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

UMA VISÃO SOBRE OS DIVERSOS MEIOS DE OBTENÇÃO DE ENERGIA PARA AS COMUNIDADES RIBEIRINHAS E COSTEIRAS NA AMAZÔNIA

Jamilly Pina da Silva[1]; Ana Carolina Silva da Cunha[1]; Luan da Costa Silva[1];
Luís Felipe Ramos Torres[1]; Camilo Andres Guerrero Martin[1]

[1]*Universidade Federal do Pará*

RESUMO

O acesso à energia elétrica é um serviço essencial para a vida humana. Seu direito é assegurado de acordo com a Constituição Brasileira, pela Lei nº 7.783 de 28 de junho de 1989: “Art. 10 São considerados serviços ou atividades essenciais: I - tratamento e abastecimento de água; produção e distribuição de energia elétrica, gás e combustíveis; [...]”, desta maneira, esse trabalho aborda diferentes alternativas para abastecimento energético em comunidades ribeirinhas.

1. INTRODUÇÃO

A energia apresenta sua importância para a sociedade, uma vez que está diretamente relacionada com a qualidade de vida da população, onde ao ter essa condição, ela será beneficiada com educação, iluminação e refrigeração de alimentos e vacinas, crucial para a saúde e o bem-estar social (Instituto de Energia e Meio Ambiente - IEMA, 2019).

Entretanto, existem diversas regiões não atendidas por energia elétrica no Brasil. Deste modo, o IEMA realizou um mapeamento da população sem este acesso na Amazônia Legal e obteve como resultado cerca de um milhão de indivíduos, dentre eles grupos como povos indígenas, moradores de reservas extrativistas, grupos de assentamentos humanos e quilombolas. Isto quer dizer que, uma parcela significativa de indivíduos não possui esse direito assegurado, tendo destaque a região da Amazônia Legal, na qual apresenta aproximadamente 1 milhão de pessoas excluídas deste serviço. Isso se deve ao fato de que essas comunidades são, majoritariamente, em localidades

ribeirinhas e repletas de florestas, que dificultam/impedem a conexão elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizado para a transmissão de energia em todo o país. Portanto, alternativas são necessárias para suprir a falta de energia nessas regiões, que estão presentes em oito estados brasileiros. Deve-se pontuar, que nos referimos a áreas com uma variedade de opções para compor a matriz energética da mesma, apresentando estados com alto índice de radiação solar, abundância em biomassa e uma grande quantidade de rios.

Dessa maneira, o presente trabalho busca mostrar diversas alternativas para o acesso dos ribeirinhos Amazônicos à energia elétrica, desde o uso de biomassa através de gaseificadores, solar com o uso de painéis solares e maremotriz com ação das forças das marés. Assim, foi feita uma análise multicritério com critérios de hierarquização para conhecer as possibilidades de sucesso das energias mencionadas anteriormente. Nesta matriz, foram avaliados critérios como os benefícios técnicos, econômicos, socioambientais e de alinhamentos com políticas públicas da expansão destas energias.

2. A SITUAÇÃO ATUAL DAS COMUNIDADES RIBEIRINHAS COSTEIRAS NA AMAZÔNIA

O acesso à energia elétrica é um serviço essencial para a vida humana. Seu direito é assegurado de acordo com a Constituição Brasileira, pela Lei nº 7.783 de 28 de junho de 1989: “Art. 10 São considerados serviços ou atividades essenciais: I - tratamento e abastecimento de água; produção e distribuição de energia elétrica, gás e combustíveis [...]”. Nesse contexto, podemos destacar que a energia apresenta sua importância para a sociedade, uma vez que está diretamente relacionada com a qualidade de vida da população, onde ao ter essa condição, ela será beneficiada com educação, iluminação e refrigeração de alimentos e vacinas, crucial para a saúde e o bem-estar social (Instituto de Energia e Meio Ambiente - IEMA, 2019).

Entretanto, existem diversas regiões não atendidas por energia elétrica no Brasil. Deste modo, o IEMA realizou um mapeamento da população sem este

acesso na Amazônia Legal e obteve como resultado cerca de um milhão de indivíduos, dentre eles grupos como povos indígenas, moradores de reservas extrativistas, grupos de assentamentos humanos e quilombolas. Na Figura 1 podem ser observadas as informações de maneira lúdica.

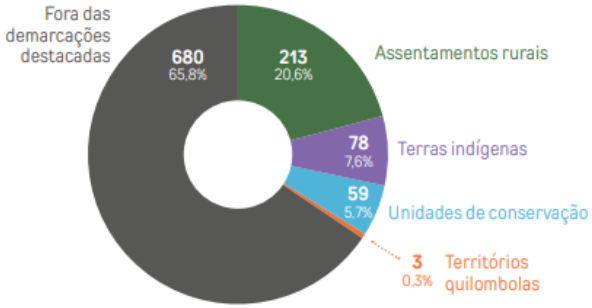


Figura 1 – Amazônia: população sem acesso à energia elétrica (MIL HAB, %)
Fonte: Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2019

Ademais, as localidades em questão, são majoritariamente, classificadas como sistemas isolados (SISOL), ou seja, não se conectam eletricamente com o Sistema Interligado Nacional (SIN), seja por razões técnicas ou econômicas (Empresa de Pesquisa Energética - EPE). E, ainda, os sistemas em questão apresentam um número significativo e uma quantidade de habitantes variáveis. Assim, a EPE coletou informações para o ciclo de planejamento do ano de 2021 e apontou 251 sistemas isolados localizados em oito estados: Acre, Amazonas, Roraima, Rondônia, Mato Grosso, Pará, Amapá e Pernambuco, como destaca-se no mapa a seguir (Figura 2):

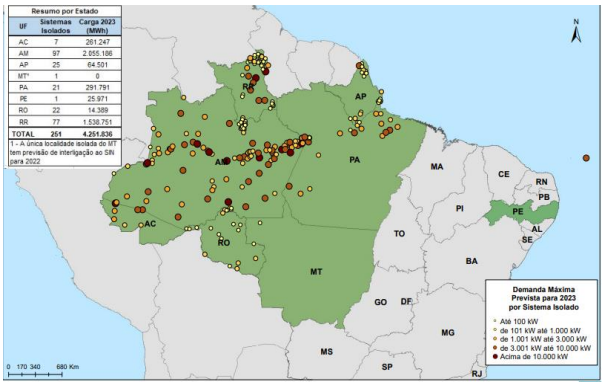


Figura 2 – Mapa dos Sistemas Isolados - Ciclo 2021

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2021

3. A DIVERSIDADE DE MEIOS DE OBTENÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL PARA ESSAS COMUNIDADES

A Amazônia Legal é um conjunto de estados que possuem uma diversidade de energia renovável, eles apresentam um sol abundante o ano inteiro, ventos, corredeiras e correntezas de cursos de água e uma variedade de biomas. Energias alternativas como a solar, a maremotriz, a de biomassa e de gás natural, estão aos poucos sendo inseridas no meio social. Porém, esses meios de obtenção de energia ainda necessitam chegar a uma parte da população que reside nos leitos dos rios Amazônicos, e não possuem acesso a energia elétrica que é um direito de todo cidadão (Matiello et al., 2018). Além disso, essas iniciativas podem ser um estímulo para uma Amazônia mais limpa e sustentável, como a atitude do Instituto Ame (Instituto Amazônia Equatorial), que promove o desenvolvimento sustentável, a conservação ambiental, sem fins lucrativos, para melhorar a qualidade de vida das comunidades ribeiras.

4. ENERGIA SOLAR EM SISTEMAS ISOLADOS

A energia solar é classificada como renovável, uma vez que está relacionada com a radiação solar, presente cotidianamente ao redor do mundo, que é considerada inesgotável. Ela é uma energia limpa, pois não emite poluentes, o que provocaria um desequilíbrio no ambiente (RIBEIRO DA SILVA,

Ana Caroline). Assim, pela busca mundial em reduções de emissão de carbono e pelo grande incentivo em alternativas para o uso de energias renováveis e eficientes, o Brasil, em 2021, teve um aumento de 70% na instalação de painéis solares em relação ao ano de 2020 (ABSOLAR, 2021).

Os aparelhos para captação de energia se ajustam ao ambiente, não interferem acusticamente o mesmo e possuem uma vida longa de duração. Nesse contexto, existem diversas localidades para se utilizar a energia em questão, incluindo os Sistemas Isolados, geralmente remotos, onde o custo de se conectar a rede elétrica é elevado (SCHERER et al.,2015).

Nessa perspectiva, em estudos realizados por Neto et al.,2019, a energia solar fotovoltaica foi utilizada em ambientes escolares na aldeia Aiha (terra indígena do Xingu). Apesar de ser um projeto piloto, os indivíduos foram beneficiados com a vinda da energia elétrica, uma vez que além de obterem recursos audiovisuais nas salas de aula, os indivíduos também puderam relacioná-la à pesca, agricultura e conservação de alimentos. Além do mais, em um projeto desenvolvido pelo Instituto Socioambiental, ocorreu a instalação de 70 sistemas fotovoltaicos em 65 comunidades do Território Indígena do Xingu (IEMA,2019).

Ademais, analisando a comunidade Vila Campinas, localizada no interior do Estado do Amazonas, pode-se perceber que o índice de radiação solar era propício para o abastecimento de energia elétrica mediante tal fonte. Anteriormente essa localidade, constituída com cerca de 20210 habitantes, era abastecida com diesel (grande responsável pela matriz energética em regiões como esta), logo foi motivado um sistema híbrido solar-diesel de geração (CARTAXO et al.,2020). Da mesma maneira, em estudos realizados por Schmid et al.,2003, a substituição de sistemas à diesel por híbridos no norte do Brasil é viável quando se tem geradores a diesel alimentando sistemas isolados operados por concessionárias de energia e quando os geradores a diesel são operados por agentes privados e fornecedores de energia para residências isoladas.

Por fim, percebe-se que a energia solar é uma opção considerável para o fornecimento de energia elétrica para as comunidades ribeirinhas da Amazônia. Entretanto, deve-se ressaltar, que, apesar dos inúmeros benefícios que ela pode oferecer para a sociedade, a sua inserção possui como barreira o custo de instalação, sendo necessário a intervenção do Governo, uma vez que essa parcela da população não apresenta nenhum vínculo econômico, considerado o valor agregado de sua atividade produtivas, como a pesca e a agricultura (CARTAXO et al.,2020).

5. ENERGIA MAREMOTRIZ

Seguindo essa linha de raciocínio sobre as energias renováveis, tem-se uma bastante promissora e sendo apontada como uma das mais importantes fontes de energia renovável, a maremotriz, que é um fenômeno que ocorre por meio da influência gravitacional da lua e sol, tendo uma alternância das marés, onde tem-se ciclos, na qual determinam o nível do mar baixo e alto, chamado de baixa-mar e preamar respectivamente, podendo ser gerada pelas oscilações de correntes e a diferença de altura entre as marés. (ASTARIZ & IGLESIAS, 2015)

A partir disso, pode-se observar que o Brasil apresenta um potencial eletromotriz significativo, nas regiões costeiras, praianas e estuários, nas localidades do Maranhão onde as marés chegam a mais de 8 metros, Pará e Amapá. (Empresa de Pesquisa Energética, 2009)

Outro aspecto sobre os movimentos dos mares brasileiros, é que a influência dos fenômenos meteorológicos ocorre com maior intensidade no sul, perdendo intensidade no sentido norte. Por isso, tem-se a classificação que avalia os efeitos induzidos pela maré em um estuário, devido à sua amplitude; a ocorrência de marés nas regiões brasileiras pode ser definida como: macromaré (maior que 6 metros), na região norte (AP, PA e MA), mesomaré (2 a 4 metros), na região Nordeste (excetuando o MA) e micromaré (menor que 2 metros), na região sudeste e sul. Um ponto importante a se destacar é na região de

salinópolis, podendo chegar a maré a uma certa altura aproximada de 4 metros. (Tessler e Goya, 2005)

As oscilações de marés para a geração de energia são baseadas em usinas maremotrizes, na qual tem por objetivo a possibilidade de reduzir o consumo de combustíveis fósseis, levando a economia na geração e também vantagens ambientais. Por outro lado, tem-se alguns aspectos que podem ser considerados para a geração de energia maremotriz: morfologia, geologia, topografia, geografia do local. (Tavares, 2005).

Com relação às vantagens e desvantagens da energia maremotriz, temos as vantagens: Não poluente, Fonte renovável, Não requer material sofisticado, e desvantagens: O fornecimento da energia das ondas não é contínuo, apresenta baixo rendimento, cerca de 20%, É fortemente dispendiosa, Destrói habitats naturais de diversas espécies de animais, Impossibilita a navegação, Fornece energia durante apenas dez horas por dia, São necessárias amplitudes de marés superiores a 5 metros para que este tipo de energia seja rentável. (Sesmil, 2013).

A partir disso, tem-se um mapa com as principais localidades propícias à exploração adequadas com relação às marés (Figura 3).

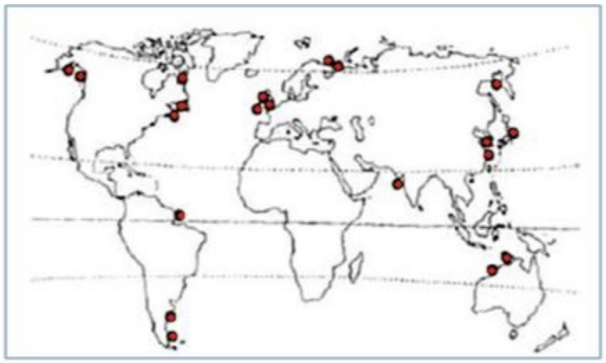


Figura 3 – Locais propícios à geração maremotriz
Fonte: HAMMONS,1993

Pode-se observar também os valores de variação da maré no litoral brasileiro segundo (Ferreira, 2007) (Figura 4).

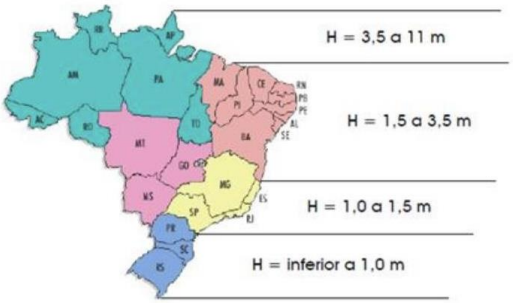


Figura 4 – Valores de variação da maré no litoral brasileiro

Fonte: FERREIRA,2007

6. SILVICULTURA: PARA PRODUÇÃO DA BIOMASSA

Hoje em dia, a biomassa para geração de energia advém de resíduos da cana de açúcar, mas ela também pode ser obtida de qualquer matéria orgânica e ser explorada em grandes escalas, isso, de resíduos que são gerados de atividades do agronegócio e de própria produção, como plantio assistido. A silvicultura é uma das atividades envolvida pelo agronegócio brasileiro, sendo oferecida uma enorme quantidade de biomassa que se utiliza como fonte para o fornecimento de energia. (Blois et al, 2017).

No Brasil, há condições favoráveis, naturalmente e geograficamente para a produção de biomassa, assumindo posição de destaque mundial, tanto na produção e utilização de biomassa, como recurso energético. Na questão geográfica, recebe forte incidência de radiação solar ao longo do ano, o que ajuda em muito na energia fundamental para a produção de biomassa, já que se trata de flora, seja para área alimentar quanto agroindustrial. Em outra questão, está em que, temos grandes áreas de terras agricultáveis. Mas deve-se atentar para que toda a exploração seja sustentável, tanto no ramo ambiental, quanto social. (Blois et al, 2017).

O tratamento de silvicultura deve ser indicado nas regiões, como em regiões amazônicas, por exemplo, pois cada região possui um comportamento diferente de espécies em diferentes ambientes da floresta, como dito antes, por suas necessidades e radiação solar. O crescimento do plantio é de interesse por

conta de sua dinâmica, pois depende do desenvolvimento da planta na área, da técnica utilizada e do manejo florestal ideal. Por seguinte temos o monitoramento das futuras colheitas para uso da biomassa ou silvicultura, funcionando assim na produção. Dos principais métodos de silvicultura em florestas tropicais temos o corte de cipós, condução de regeneração natural e plantio de enriquecimento em clareiras, para maior captação de luz solar. Esses plantios ocorrem geralmente em áreas abertas na floresta, utilizando-se mudas de espécie de fácil crescimento. Temos como exemplo o cedro e a andiroba (Vieira et al, 2018).

Mais para o sul e nordeste do país, se têm as florestas homogêneas de eucalipto, que também podem ser utilizadas para formar biomassa, além de serem utilizadas na silvicultura, como temos seu cultivo na região nordeste (Maranhão). No Maranhão, a silvicultura de eucalipto teve início na década de 1980, com o objetivo de fornecer matéria-prima para a produção de energia que abastecia as indústrias produtoras de ferro-gusa (Oliveira; Paz; Pereira et al. 2021).

Mas nem sempre, mesmo com sua importância econômica, a silvicultura é vista com bons olhos, pois têm-se alguns problemas gerados por essa forma de produção, como perda do solo por erosão acelerada. Essa perda é associada aos ciclos de plantio e crescimento com a extração da matéria prima. Existem então alguns fatores a serem analisados e estudados para que haja uma silvicultura sustentável para produção de biomassa e em seguida, energia sustentável. (Salgado et al, 2006)

7. ENERGIA ATRAVÉS DA BIOMASSA

O crescimento social e econômico na esfera mundial tem contribuído na sobrecarga da cadeia do setor de energia elétrica, essa é a problemática no setor urbano, onde grandes empresas consomem um nível alto de energia, além disso, existe a situação de pessoas sem acesso à energia elétrica residentes nas regiões costeiras da Amazônia. Essa necessidade levou à procura de novas fontes de energias sustentável e renovável. Nesses últimos anos a biomassa

vem ganhando espaço por ser um fator abundante na floresta Amazônica. (Araújo et al, 2021).

Diversos estudos (Macedo et al, 2016, Medellín et al, 2018,) revelam que a biomassa através de processos químicos pode gerar eletricidade . Porém mesmo sendo viável para as comunidades ribeirinhas, ela ainda é pouco utilizada, sendo que atualmente motores movidos a óleo diesel são as fontes de energias que essas aldeias consomem, esse fator limita o desenvolvimento socioeconômico (Bradão et al, 2021).

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) até 2023, a utilização de biomassa ainda é pouca, comparada a do óleo diesel (gráfico 1), em apenas uma comunidade ribeirinha da Amazônia, a Itacoatiara, segundo o EPE no ciclo 2021 utiliza parcialmente a biomassa de madeira para a geração de energia (Figura 5).

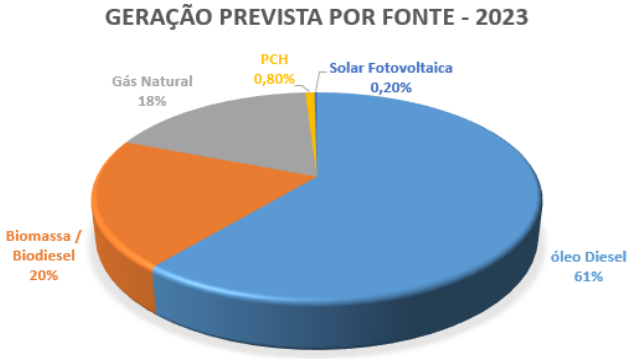


Figura 5 – Geração prevista por fonte energética
Fonte: EPE, 2021

Outrossim, a energia elétrica a partir de biomassas é uma alternativa para essas comunidades que não possuem acesso à energia elétrica e precisam se deslocar até as cidades de para adquirir óleo diesel, que além de não ser uma fonte de energia renovável, essas substâncias são adicionadas aos geradores, e na maioria das vezes são ligados no período da noite, pois esses

equipamentos não suportam gerar eletricidade para uma única casa o dia todo (Bradão et al, 2021).

Várias pesquisas evidenciam a potencialidade da biomassa para geração de energia elétrica, como no estudo de Santos (2014) que faz uma avaliação numérica e experimental de um gaseificador *downdraft* utilizando o açaí como combustível. O equipamento do tipo *downdraft* de corpo cilíndrico é um modelo simples para analisar as reações de gaseificação de sementes de açaí (*Euterpe oleracea* Mart) em leito fixo, onde são recomendados para sistemas de pequena escala, já que esses gaseificadores possuem uma aplicação de até 200 kw e, os motores a combustão interna são mais adequados que os *updraft*, pois os gases são relativamente livres de alcatrão e limpos. A vista disso, a semente do açaí é uma biomassa desperdiçada, e possui um poder calorífico até mais alto que o da cana - de - açúcar e pode ser combustível para esses gaseificadores.

Portanto, a implementação de projetos nas comunidades ribeirinhas da Amazônia, são de suma importância para que os habitantes dessas regiões, possam ter uma saúde e educação adequada, além de obterem a oportunidades de estarem informados dos acontecimentos do Brasil e do mundo.

8. ENERGIA ATRAVÉS DO GÁS NATURAL

Com relação aos últimos anos, o Brasil tem se tornado um grande país de expansão da produção de petróleo e gás associado com as descobertas das reservas do pré-sal. Com isso, há uma certa diversidade e abundância de fontes de energia renováveis, como no caso do gás natural, que tem desempenhado um papel importante no controle da poluição do ar, uma vez que substitui fontes termelétricas mais poluentes, oferecendo uma expansão das fontes renováveis nos sistemas de energia, boa eficiência e sua queima emite quantidades menores de poluentes e gases do efeito estufa, quando comparado aos demais combustíveis fósseis disponíveis na natureza. (EPE, 2020)

A partir disso, tem-se que o Brasil apresenta uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, sendo compostas por 45% energia

renovável, e das demais, o gás natural corresponde a 10% da matriz, na qual no país, somente metade é consumida pelo setor elétrico. Por outro lado, na Figura 6 encontra-se o Plano Decenal de Energia que indica segundo probabilidades futuras, que a oferta nacional de gás natural crescerá até 2029, devido à maior produção de campos do pré-sal (EPE, 2019).

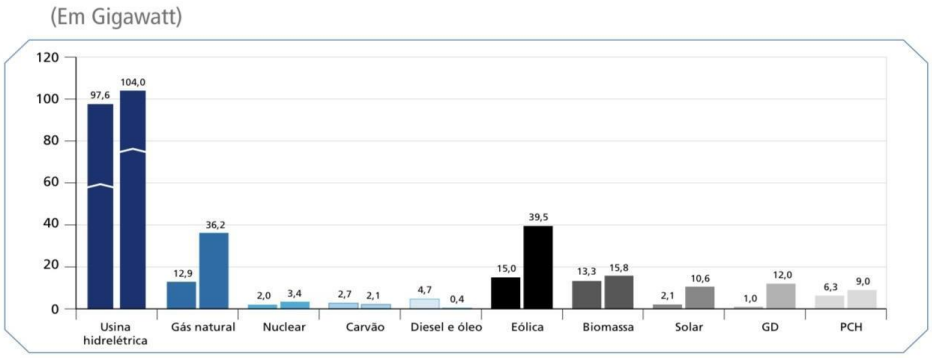


Figura 6 – Projeção da capacidade instalada de geração por fonte (2019-2029)
Fonte: EPE,2019

A produção do Gás Natural ocorre devido a mistura de hidrocarbonetos (metano, etano, propano, butano e pentano) leves e compostos químicos orgânicos e inorgânicos, sendo encontrados praticamente todos em estado gasoso, na qual ele representa o terceiro combustível fóssil mais consumido mundialmente, sendo aplicado a diversos setores no mundo. A partir disso, o gás natural pode ocorrer em reservatórios subsuperficiais preenchendo poros e fraturas de rochas sedimentares (clásticas e químicas), de 3 maneiras: Dissolvido em petróleo, em contato formando capas gasosas sobre acumulações de hidrocarbonetos líquidos e na forma do hidrocarboneto dominante (Carey, 2017) (Canaday, C., & Rivadeneyra, J. (2001).

Com relação aos hidrocarbonetos e a produção de gás natural no território brasileiro, essas atividades concentram-se em grande parte na bacia do São Francisco, representando ⅓ de ocupação, onde ela apresenta um extenso

histórico de indícios e descobertas de gás natural (Figura 7) (Alkmim & Martins-Neto, 2001).

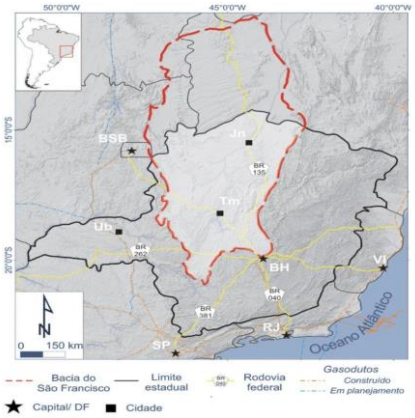


Figura 7 – Bacia geológica no estado de Minas Gerais

Fonte: REIS,2018

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Pode ser observado segundo este levantamento que o uso de biomassa e o uso de geradores elétricos que funcionam com jatos de água são os mais benéficos para a sociedade destas comunidades. Outros tipos de energia renovável como a eólica e a solar fotovoltaica, apresentaram um bom desempenho, porém, devido ao agreste do clima da região são opções que devem ser otimizadas visando a sua implementação. À vista disso, essas atitudes são fundamentais também para uma Amazônia mais limpa e sustentável, como o projeto que o Instituto Ame (Instituto Amazônia Equatorial), realiza, que é incentivar essas comunidades para uma melhor qualidade de vida em consonância com a conservação ambiental. Em semelhança, pode-se observar que está cada vez mais constante o uso dessas energias no mercado, pela viabilidade e pelo desenvolvimento sustentável.

Por outra parte, o desenvolvimento da indústria dos hidrocarbonetos representa um desafio e oportunidade para as comunidades ribeirinhas que

precisam agora, de qualificação profissional para poder usufruir deste tipo de operações, especialmente na Foz do Amazonas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAUJO, Rayanne O. et al. Renewable energy from biomass: an overview of the Amazon region. BioEnergy Research, p. 1-16, 2021.

BISPO, A. D. R. et al. Estudo da exploração, geração de eletricidade, impactos ambientais e viabilidade econômica de projetos da energia de maremotriz. Ciências Exatas e Tecnológicas, v. 3, n. 2, p. 75-86, 2016.

BLOIS, Henrique Dias et al. Silvicultura: Cenários prospectivos para geração de energia elétrica. Revista de Gestão Ambiental e Sustentabilidade, v. 6, n. 1, p. 140-159, 2017.

BRANDÃO, Pedro Christo et al. Forest biomass as a viable pathway for sustainable energy supply in isolated villages of Amazonia. Environmental Development, v. 37, p. 100609, 2021.

CANADAY, Christopher; RIVADENEYRA, Jiovanny. Initial effects of a petroleum operation on Amazonian birds: terrestrial insectivores retreat. Biodiversity & Conservation, v. 10, n. 4, p. 567-595, 2001.

CARTAXO, Elizabeth Ferreira; JANNUZZI, Gilberto De Martino. Fornecimento de serviço de energia elétrica para comunidades isoladas da Amazônia: um estudo de caso. XVI SNPTEE–Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, p. 21-26, 2000.

DISTELRATH, M. et al. Relatório Anual 2019. Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA),2019.

GUIMARÃES, Daiane Costa et al. Análise de Produção Científica sobre Energia Maremotriz. XIX Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marinha, 2019.

LEITE NETO, P. B. et al. Estudo do Potencial para Geração de Energia Elétrica a partir de Fonte Maremotriz. In: 8th Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission. 2009. p. 709.

MACEDO, Wilson N. et al. Biomass based microturbine system for electricity generation for isolated communities in amazon region. Renewable Energy, v. 91, p. 323-333, 2016.

MATIELLO, Sabrina et al. Energia e desenvolvimento: alternativas energéticas para áreas isoladas da Amazônia. Revista Presença Geográfica, v. 5, n. 1, p. 11-21, 2018.

NETO, Genebaldo Sampaio Figueirêdo; ROSSI, Luiz Antonio. Photovoltaic energy in the enhancement of indigenous education in the Brazilian Amazon. Energy Policy, v. 132, p. 216-222, 2019.

OLIVEIRA, Allison Bezerra; PEREIRA, Amanda Miranda; DE ARAÚJO, José Alencar Viana. Da fronteira agrícola aos territórios do agronegócio florestal: avanços da silvicultura de eucalipto sobre a agricultura familiar nos municípios de Imperatriz e Cidelândia, Maranhão, Brasil. GeoTextos, 2021.

PROGÊNIO, M. F., Junior, R. N. D. S. B., & Souza, M. J. R. (2017). A energia marémotriz e sua perspectiva de oportunidade no estado do Pará. Revista Brasileira de Energias Renováveis.

REGO, E et al. Planejamento do atendimento aos sistemas isolados. Horizonte 2022 a 2026 – Ciclo 2021. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

SALGADO, André Augusto Rodrigues; JÚNIOR, Antônio Pereira Magalhães. Impactos da silvicultura de eucalipto no aumento das taxas de turbidez das águas fluviais: o caso de mananciais de abastecimento público de Caeté/MG. Revista Geografias, p. 47-57, 2006.

SCHERER, Lara Almeida et al. Fonte Alternativa de Energia: energia solar. XX Seminário Interinstitucional de ensino, pesquisa e extensão. Universidade de Cruz Alta/RS, 2015.

SILVA, Ana Caroline Ribeiro da et al. Dimensionamento de uma unidade híbrida solar-hidrocinética para geração de energia elétrica em comunidades ribeirinhas isoladas na Amazônia. 2018.

SILVA, R. G. A geração de energia maremotriz e suas oportunidades no Brasil. Revista ciências do ambiente, v. 8, n. 2, p. 82-87, 2012

SOUSA, Alexandre Cyrino de; VIEIRA, Pedro José Caliman. Estudo experimental da gaseificação do caroço de açaí. 2014.

VIEIRA, Sabrina Benmuyal et al. Cedrela odorata L. tem potencial para ser utilizada na silvicultura pós-colheita na Amazônia brasileira?. Ciência Florestal, v. 28, p. 1230-1238, 2018.

UNIFIED MICROGRID FAULT AND LOAD FLOW METHOD BASED IN THE BACKWARD/FORWARD ITERATIVE TECHNIQUE

Elton da Silva Freitas[1]; Adriano Aron Freitas de Moura[1]; Ailson Pereira de Moura[2]; Ednardo Pereira da Rocha[1]

[1]Universidade Federal Rural do Semi-Árido; [2]Universidade Federal do Ceará

ABSTRACT

Traditionally, fault analysis has been performed using a method different from that used for microgrid load flow analysis. This study demonstrates that fault and load flow analysis can be unified by inserting sources of currents into the traditional backward/forward technique used for load flow analysis. The model is equated to the phase components. The results of the new method are validated by comparing the results of the 30 nodes microgrid obtained with the Fault Analysis Program (ANAFAS) of the Electrical Energy Research Center (CEPEL), the results of the Radial Distribution Analysis Package (RDAP)/Milsoft Engineering Analysis (WindMil®) through IEEE 13, and the results of the IEEE 123 test feeder. This new method has potential applications in fault and load flow studies in microgrids connected to a power grid because it is simple, accurate, and allows electric power industry engineers to develop a low-cost commercial program for both studies.

Keywords: Fault; Load flow; Microgrid; Power systems analysis.

RESUMO

Tradicionalmente, a análise de falhas tem sido realizada usando um método diferente daquele usado para análise de fluxo de carga de microrredes. Este estudo demonstra que a análise de faltas e fluxo de carga pode ser unificada pela inserção de fontes iterativas de correntes na técnica tradicional de varredura *backward/forward* usada para análise de fluxo de carga. O modelo é equiparado ao método via componentes de fase. Os resultados do novo método são validados comparando os resultados da microrrede de 30 nós obtidos com o

Programa de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) do Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), e, também, com os resultados do Pacote de Análise de Distribuição Radial (RDAP)/*Milsoft Engineering Analysis* (WindMil®) através dos resultados com alimentadores de teste IEEE 13 e IEEE 123 barras. Este novo método tem aplicações potenciais em estudos de faltas e fluxos de carga em microrredes conectadas a uma rede elétrica por ser simples, preciso e permitir que engenheiros da indústria de energia elétrica desenvolvam um programa comercial de baixo custo para ambos os estudos.

Palavras-chave: Falta; Fluxo de carga; Microrrede; Análises de sistemas de energia.

1. INTRODUCTION

Traditionally, symmetrical components and phase components methods have been used to calculate short-circuit currents. Examples include, the fault analysis program (ANAFAS) of the Brazilian Electricity Research Center (CEPEL), simulation software for analysis and planning of all network types (PSS® SINCAL) and PowerWorld Simulator (PWS). These use the symmetrical components method for the calculation of short-circuit and the Radial Distribution Analysis Package (RDAP)/Milsoft Engineering Analysis (WindMil®) that uses a phase components method for the calculation of the fault currents.

PWS uses Newton-Raphson and fast decoupled methods and PSS® SINCAL uses current and Newton-Raphson iteration methods for load flow calculations, whereas the RDAP/WindMil® are programed using the backward/forward sweep iterative technique.

Commercial programs require the implementation of various computational routines to conduct these mentioned studies, and consequently, the costs are higher. In addition, computational programs that use the traditional symmetrical component method are not suitable for calculating short circuit in a microgrid that is inherently unbalanced (KERSTING, 2017).

Various studies have been conducted to develop load-flow calculations using backward/forward algorithms such as Reitan (1980), Hooshyar e Vanfretti

(2015), Rupa e Ganesh (2014), Chang et al. (2007), Balamurugan e Srinivasan (2011) e Augugliaro (2010).

In the work reported in this paper, we demonstrate a new method called the unified microgrid fault and load flow (UFLF) method, which can realize short-circuit and load flow studies using the traditional backward/forward sweep iterative technique and iterative current sources.

2. WF SHORT-CIRCUIT EQUIVALENTS

Currently different types of generators are powered by wind energy. Common technologies include: induction generators and inverter synchronous generators.

The WF farm short-circuit equivalents used in this study are presented by Williams and Karlson (2012) and are summarized next.

2.1 Model I

It represents type-1 (squirrel cage induction generator), type-2 (wound rotor induction generator) and type-3 ((doubly fed induction generator with circuit “crowbar”). This type of WF short-circuit equivalent can be represented in the same way as induction motors through an ideal voltage source behind an impedance (Williams and Karlson, 2012), as shown in figure 1.

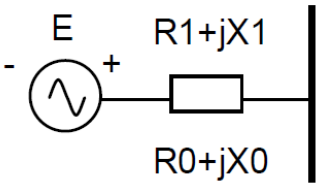


Figure 1 - Model I

2.2 Model II

It represents type-4 (direct-drive synchronous generator) or type-3 (doubly fed induction generator with circuit “chopper”). This type of WF short-circuit equivalent behaves like a source of positive-sequence current, as shown

in figure 2 (IEEE, 2011). Hence, the current injection from the WF inverter to the three-phase system can be approximated as in (1) or (2).

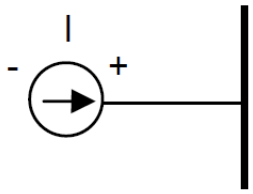


Figure 2 - Model II

$$I_{MII} = \frac{P_{in}}{|V_{post-fault}|cos\varphi_{CC}} \angle\theta \quad (1)$$

$$I_{MII} = |I_{max-inverter}| \angle\theta \quad (2)$$

Where:

$$\theta = angle(V_{post-fault}) - arccos\varphi_{CC} \quad (3)$$

Considering that model 2 behaves like a positive current, and its contribution depends on the terminal voltage value, an iterative process is necessary to calculate the short-circuit current.

3. THE UFLF METHOD

The UFLF method is based on the backward/forward sweep technique, which adds iterative current sources connected to a short-circuit bus of a specific branch. Therefore, the novelty is to integrate the load flow with the short circuit using the backward/forward technique, allowing the development of a tool with the same technique for two types of studies. Next, as shown in figure 3, the

iterative currents sources are connected for the bus “k” of a branch that is a distribution line.

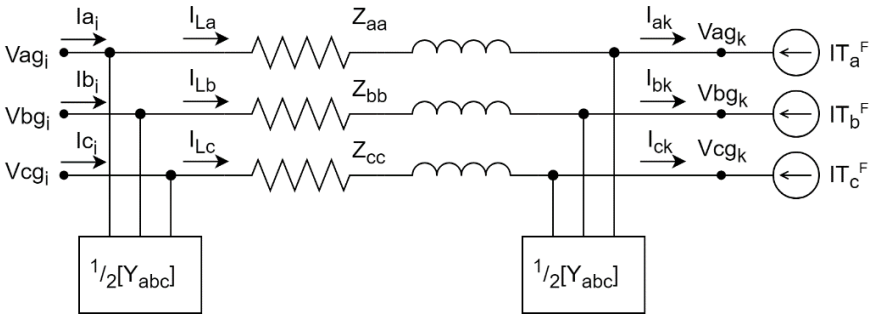


Figure 3 - Distribution line model with iterative current sources

Based on figure 3 and applying the Kirchhoff Laws of currents and voltages at bus “k,” we can write the following equations:

$$[I_{L_{abc}}]_k = [I_{abc}]_k + \frac{1}{2}[Y_{abc}][V_{abcg}]_k - [IT^F_{abc}] \quad (4)$$

$$[V_{abcg}]_i = [V_{abcg}]_k + [Z_{abc}][I_{L_{abc}}]_k \quad (5)$$

Substituting (4) into (5):

$$[V_{abcg}]_i = [aux_1][V_{abcg}]_k + [aux_2][I_{abc}]_k - [aux_2][IT^F_{abc}] \quad (6)$$

Where the auxiliary variables $[\boldsymbol{aux_1}]$ and $[\boldsymbol{aux_2}]$ are:

$$[aux_1] = [I_{ident}] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]; [aux_2] = [Z_{abc}]$$

$$[I_{ident}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

The input current in the line segment is given by (7):

$$[I_{abc}]_i = \left[I_{L_{abc}}\right]_k + \frac{1}{2}[Y_{abc}]\left[V_{abcg}\right]_i \quad (7)$$

Substituting (4) into (7) comes:

$$[I_{abc}]_i = [I_{abc}]_k + \frac{1}{2}[Y_{abc}]\left[V_{abcg}\right]_k - [IT^F_{abc}] + \frac{1}{2}[Y_{abc}]\left[V_{abcg}\right]_i \quad (8)$$

Substituting (6) into (8):

$$[I_{abc}]_i = [aux_3]\left[V_{abcg}\right]_k + [aux_4][I_{abc}]_k - [aux_4][IT^F_{abc}] \quad (9)$$

Where the auxiliary variables $[\boldsymbol{aux_3}]$ and $[\boldsymbol{aux_4}]$ are:

$$[aux_3] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}]$$

$$[aux_4] = [I_{ident}] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}]$$

The equations (6) and (9) in matrix form:

$$\begin{bmatrix}\left[V_{abcg}\right]_i \\ [I_{abc}]_i\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}[aux_1] & [aux_2] \\ [aux_3] & [aux_4]\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\left[V_{abcg}\right]_k \\ [I_{abc}]_k - [IT^F_{abc}]\end{bmatrix} \quad (10)$$

The equation (10) can be used to obtain the voltages and currents at bus "k".

The UFLF method is a more general method than the conventional backward/forward sweep technique because if the condition $\left[\boldsymbol{IT^F_{abc}}\right] = [\mathbf{0}]$ is

imposed, we will obtain the same equation as the conventional method for the calculation of the load flow voltages and currents.

Next, the equations of the UFLF method are demonstrated for the short-circuit shunt calculation three-phase-to-ground.

3.1 Three-phase-to-ground fault

We need three current sources for the three-phase-to-ground fault, since the short-circuit currents may be different in the three phases, as shown in figure 4, the three bus are also individually grounded.

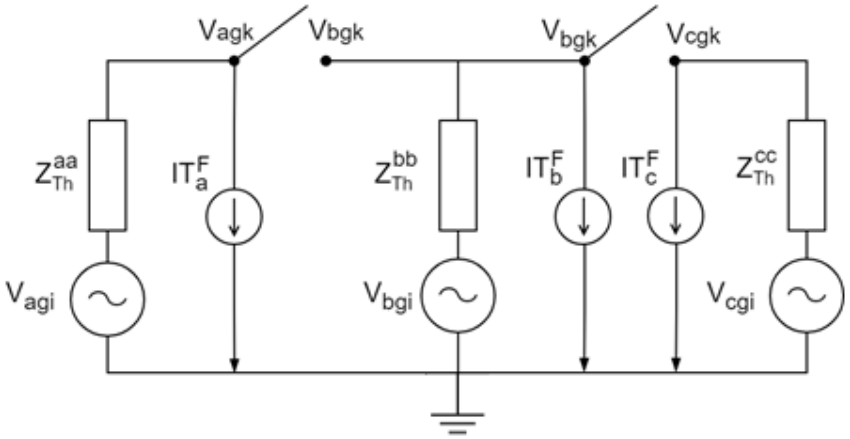


Figura 4 - Circuit for three-phase-to-ground fault

Thus, the equations of the forward sweep are:

$$V_{ag_i} = V_{ag_k} + Z_{Th}^{aa} IT1_a^F + Z_{Th}^{ab} IT1_b^F + Z_{Th}^{ac} IT1_c^F \quad (11)$$

$$V_{bg_i} = V_{bg_k} + Z_{Th}^{ba} IT1_a^F + Z_{Th}^{bb} IT1_b^F + Z_{Th}^{bc} IT1_c^F \quad (12)$$

$$V_{cg_i} = V_{cg_k} + Z_{Th}^{ca} IT1_a^F + Z_{Th}^{cb} IT1_b^F + Z_{Th}^{cc} IT1_c^F \quad (13)$$

And, the equations of the backward sweep are:

$$V_{ag_k} = E_a^{ref} - Z_{Th}^{aa} IT1_a^F - Z_{Th}^{ab} IT1_b^F - Z_{Th}^{ac} IT1_c^F \quad (14)$$

$$V_{bg_k} = E_b^{ref} - Z_{Th}^{ba} IT1_a^F - Z_{Th}^{bb} IT1_b^F - Z_{Th}^{bc} IT1_c^F \quad (15)$$

$$V_{cg_k} = E_c^{ref} - Z_{Th}^{ca} IT1_a^F - Z_{Th}^{cb} IT1_b^F - Z_{Th}^{cc} IT1_c^F \quad (16)$$

A general flowchart of the new method is shown in figure 5.

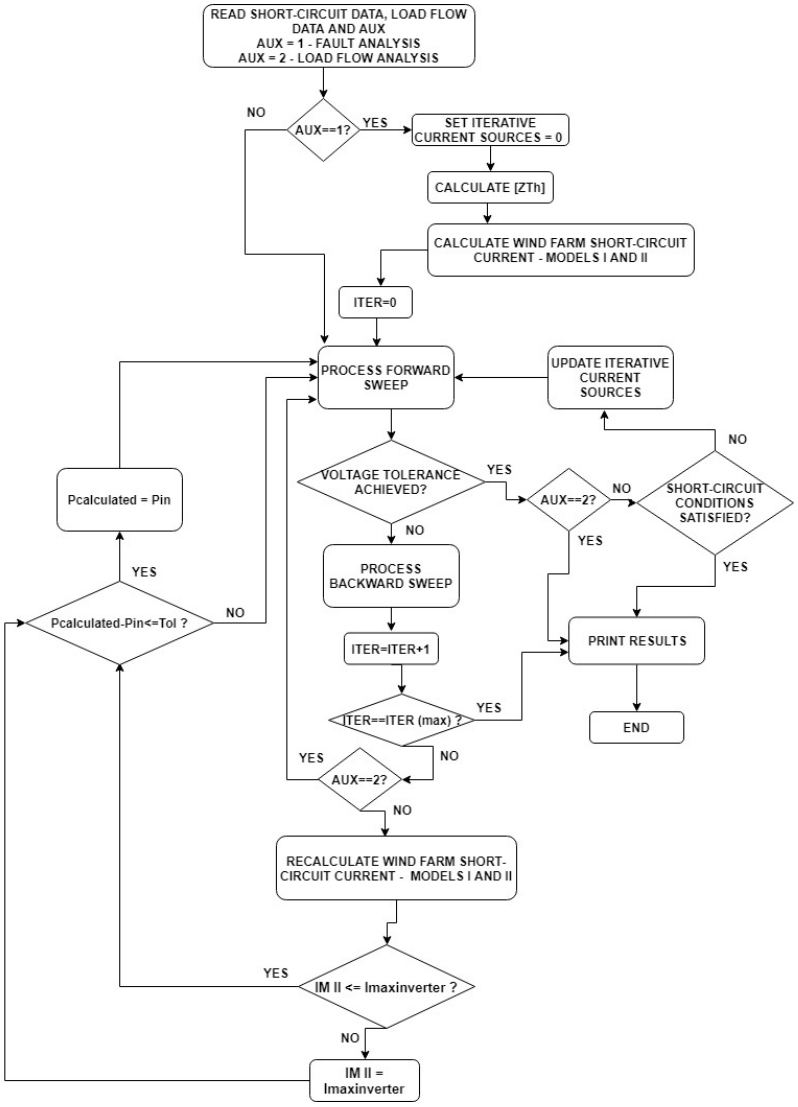


Figure 5 - Flowchart for the UFLF

4. VALIDATING THE PROPOSED METHOD

Initially, a rural of 30 buses was simulated, and its results were compared with the results of the commercial program ANAFAS. The MG-30 is part of the

distribution system of the Energy Company of Ceara, Brazil. It has 33 branches, and the transformer substation is delta-grounded wye, and the data are: 69/13.8 kV – 6 % in the system base (100 MVA, 13.8 kV). The WF connected to bus 4 is a type-4 with 20 units of mini generators of 95 kW totalizing 1.9 MW (power factor = 1) of rated power, and the WF connected to bus 19 is a type-1 with 10 units of mini generators of 95 kW totalizing 0.95 MW. The WF mini generator data were provided by WEG SA, a Brazilian multinational company. A single-line diagram of the feeder MG-30 is shown in figure 6.

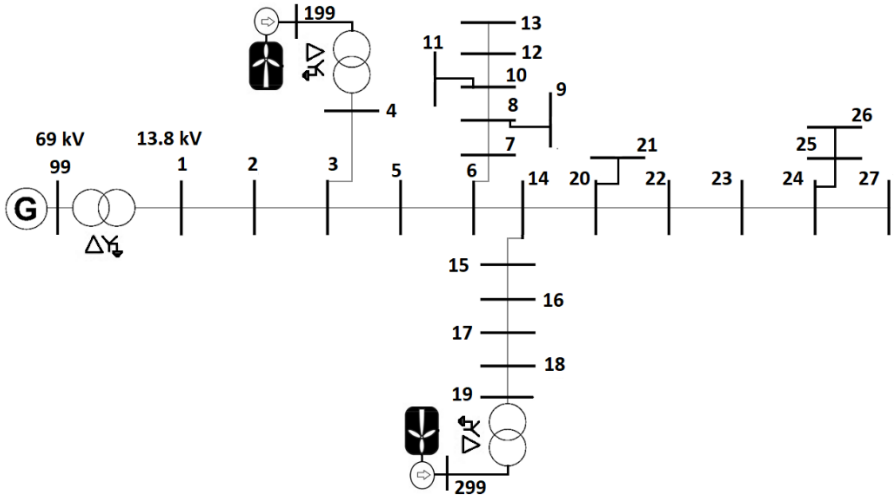


Figure 6 - Microgrid MG-30 diagram

The simulation results of the short-circuit currents for the 2, 10, and 27 buses of the microgrid MG-30 are shown in Table 1.

Table 1 - LLLG, LLL, LLG, LL and LG fault currents results – Buses 2, 10 and 27

Fault type / Method	UFLF Fault current (A)			ANAFAS – CEPEL (A) Fault current (A)			Error (%)		
Bus 2	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**			
LLLG	17272.5	17272.5	17272.5	17273	17273	17273	0.0029	0.0029	0.0029
LLL	17272.5	17272.5	17272.5	17273	17273	17273	0.0029	0.0029	0.0029
LLG	16240.3	16288.5	0	16240	16289	0	-0.0018	0.0031	0
LL	15005.4	15005.4	0	15005	15005	0	-0.0027	-0.0027	0
LG	14682.7	0	0	14683	0	0	0.0020	0	0
Bus 10									

LLLG	1390.8	1390.8	1390.8	1391	1391	1391	0.0144	0.0144	0.0144
LLL	1390.8	1390.8	1390.8	1391	1391	1391	0.0144	0.0144	0.0144
LLG	1101.1	1448.3	0	1101	1448	0	-0.0091	-0.0207	0
LL	1203.9	1203.9	0	1204	1204	0	0.0083	0.0083	0
LG	1119.4	0	0	1119	0	0	-0.0360	0	0
Bus 27									
LLLG	2644.1	2644.1	2644.1	2644	2644	2644	-0.0038	-0.0038	-0.0038
LLL	2644.1	2644.1	2644.1	2644	2644	2644	-0.0038	-0.0038	-0.0038
LLG	2132.1	2606.9	0	2132	2607	0	-0.0047	0.0038	0
LL	2288.6	2288.6	0	2289	2289	0	0.0175	0.0175	0
LG	1784.1	0	0	1784	0	0	0	0	0

In table 1, all the fault current results for the 2, 10, and 27 buses obtained using the UFLF method are close to the results of ANAFAS. The largest error was calculated on bus 10 with the LLG fault, reaching an absolute value of 0.0207%.

The second simulated system was the IEEE 13 bus system. In the case of fault LG, the largest observed error related to RDAP/WindMil® was 0.006%, corresponding to the fault in bus 652 (1795.7 A), which is equivalent to a current difference of only 0.1 A in phase “a”. To fault the LLL, the largest error occurs in phase “a” of bus 692 (3350.3 A), with a value of 0.006%, corresponding to a difference of 0.2 A.

The largest errors were observed on faults LL, LLG and LLLG with values of 0.01 %. Due to page limit, we choose the LL and LLLG faults to show the results in tables 2, 3 and 4.

Table 2 - LL Fault currents results of the IEEE 13 by Proposed Method

		UFLF								
		Line-to-line fault. Fault current (A)								
		Fault on AB			**Fault on BC**			**Fault on CA**		
Node	**Phases**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
RG60	**ABC**	7288.5	7288.5	0	0	7288.5	7288.46	7288.5	0	7288.5
692	**ABC**	2938.3	2938.3	0	0	2599.5	2599.5	2734.9	0	2734.9
684	**AC**	0	0	0	0	0	0	2517.6	0	2517.6
680	**ABC**	2554.8	2554.8	0	0	2238.5	2238.5	2364.2	0	2364.2
675	**ABC**	2751.8	2751.8	0	0	2455.6	2455.6	2551.8	0	2551.8
671	**ABC**	2938.3	2938.3	0	0	2599.5	2599.5	2734.9	0	2734.9
652	**A**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
646	**BC**	0	0	0	0	2881.6	2881.6	0	0	0

645	**BC**	0	0	0	0	3191	3191	0	0	0
634	**ABC**	13235	13235	0	0	12782	12782	13056	0	13056
633	**ABC**	3586	3586	0	0	3298.3	3298.3	3469.1	0	3469.1
632	**ABC**	4195	4195	0	0	3835.8	3835.8	3982	0	3982
611	**C**	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 3 - LL fault currents results of the IEEE 13 by RDAP/Windmill®

		RDAP/WindMil®								
		Line-to-line fault. Fault current (A)								
		Fault on AB			**Fault on BC**			**Fault on CA**		
Node	**Phase**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
RG60	**ABC**	7288.7	7288.7	0	0	7288.7	7288.7	7288.7	0	7288.7
692	**ABC**	2938.4	2938.4	0	0	2599.6	2599.6	2734.9	0	2734.9
684	**AC**	0	0	0	0	0	0	2517.6	0	2517.6
680	**ABC**	2554.9	2554.9	0	0	2238.6	2238.6	2364.2	0	2364.2
675	**ABC**	2751.9	2751.9	0	0	2455.7	2455.7	2551.9	0	2551.9
671	**ABC**	2938.4	2938.4	0	0	2599.6	2599.6	2734.9	0	2734.9
652	**A**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
646	**BC**	0	0	0	0	2881.7	2881.7	0	0	0
645	**BC**	0	0	0	0	3191.2	3191.2	0	0	0
634	**ABC**	13236	13236	0	0	12782	12782	13057	0	13057
633	**ABC**	3586.2	3586.2	0	0	3298.5	3298.5	3469.1	0	3469.1
632	**ABC**	4195.2	4195.2	0	0	3836	3836	3982.1	0	3982.1
611	**C**	0	0	0	0	0	0	0	0	0

In Tables 2 and 3, it can be observed that the largest error occurs in the voltage regulator bus with a difference of 0.010%, which is equivalent to a value of 0.74 A.

Table 4 - LLLG fault currents results of the IEEE 13

		UFLF			**RDAP/WindMil®**		
		Three-phase-to-ground fault			**Three-phase-to-ground fault**		
Node	**Phases**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
RG60	**ABC**	8416.0	8416.0	8416.0	8416.8	8416.8	8416.8
692	**ABC**	3317.4	3268.0	3009.5	3317.1	3268.0	3009.6
684	**AC**	0	0	0	0	0	0
680	**ABC**	2880.5	2836.8	2589.5	2880.3	2836.7	2589.6
675	**ABC**	3091.5	3086.9	2816.3	3091.3	3086.9	2816.4
671	**ABC**	3317.4	3268.0	3009.5	3317.1	3268.0	3009.6
652	**A**	0	0	0	0	0	0
646	**BC**		0	0	0	0	0

645	**BC**	0	0	0	0	0	
634	**ABC**	15190.0	15149.0	14796.0	15191	15150	14796
633	**ABC**	4115.4	4028.2	3837.0	4115.4	4028.2	3837.0
632	**ABC**	4759.0	4698.0	4449.1	4758.8	4698.0	4449.2
611	**C**	0	0	0	0	0	0

In Table 4, the three-phase earth fault has the largest error in bus RG60 with a value of 0.01%, corresponding to a difference of 0.8 A.

Finally, the UFLF method was applied to simulate the IEEE 123 bus test feeder. The results were compared with RDAP/WindMil® results. In figure 7, several simulations are performed in IEEE 123 bus test feeder and the error for both line-to-ground fault phase “a,” and three-phase-to-ground fault were lower than 0.019%. Therefore, the proposed method was validated.

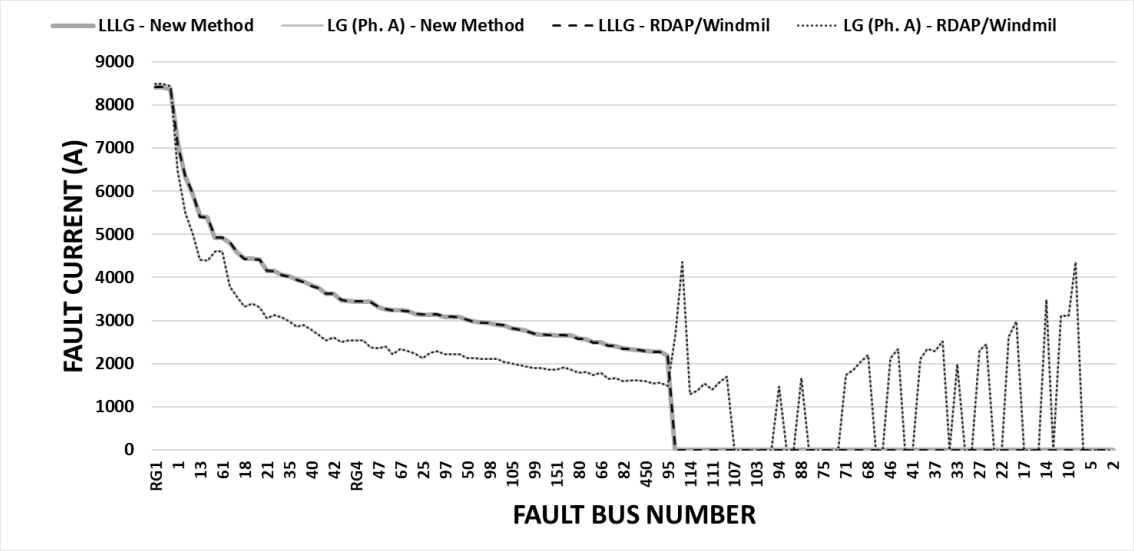


Figure 7 - Fault current results of the IEEE 123

5. CONCLUSION

The proposed method can be used to simulate MGs connected to power grids. The numerical results of the UFLF method were compared with the results of the commercial software ANAFAS thought of the microgrid MG-30, and with the results of the RDAP/WindMil® thought of IEEE's 13 and 123 test feeders. Thus, the proposed method is validated. Computer simulations showed that the

new method is efficient, accurate, easy to program, and is a low-cost tool. Therefore, the UFLF method is an advantageous tool for the electric power industry.

REFERENCES

Augugliaro, A. et al. A backward sweep method for power flow solution in distribution networks. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, May 2010, [s.l.], v. 32, n. 4, p.271-280.

Balamurugan, B; Srinivasan, D. Review of Power Flow Studies on Distribution Network with Distributed Generation. Singapore: IEEE Peds, v. 5, n. 8, December. 2011.

Chang, G. W.; Chu, S. Y.; Wang, H. L. An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems, May 2007, v. 2, n. 22, p.882-884.

Hooshyar, H. and Vanfretti, L. Multiphase Unbalanced Power Flow and Fault Analysis of Distribution Networks with High Penetration of Inverter-Interfaced DERs, IEEE Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT), 2015.

IEEE Short Circuit Test Cases. Available on https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/ 2011.

Kersting, W. H., Distribution System Modeling and Analysis, CRC Press, fourth edition, New York, USA, 2017.

Reitan, D. K. A New Method Using the Bus Impedance Matrix Model for Short-Circuit Calculations. Proceedings of the IEEE, vol. 68, nº 8, 1980.

Rupa, J. A. Michline; Ganesh, S. Power Flow Analysis for Radial Distribution System Using Backward/Forward Sweep Method. International Journal of Electrical and Computer Engineering: World Academy of Science, Engineering and Technology, January. 2014 v. 8, n. 10, p.1621-1625.

Williams, J. R., Karlson, B.: Wind power plant short-circuit modeling guide, Sandia report Sand2012-6664 Unlimited Release, 2012, p. 1 -31.

VIABILIZAÇÃO DE UNIVERSALIZAÇÃO DA ELETRICIDADE NO BRASIL: MENSURANDO OS IMPACTOS ECONÔMICOS DO FINANCIAMENTO VIA EXPANSÃO TRIBUTÁRIA A PARTIR DE UM MODELO CGE

Ana Julieth Calderón Márquez[1]; Theodoro Cesar de Oliveira Sposito[1];
Marcelo Pereira da Cunha[1]

[1]*Universidade Estadual de Campinas*

RESUMO

O setor de energia é um dos mais complexos para se atingir o desenvolvimento sustentável (DS) por ser o que mais gera emissões de gases de efeito estufa e por estar associado a questões ambientais e sociais. Um dos principais desafios do setor é o problema do “acesso à energia”, estando isso refletido no caso brasileiro. Ao final de 2018 cerca de 1,5% da população estava privada do acesso à energia elétrica. Em 2021, o Governo Federal aprovou um orçamento que será utilizado para financiar a universalização do acesso à energia elétrica nos sistemas isolados remotos. Nesse sentido, este artigo teve como objetivo avaliar os possíveis impactos socioeconômicos das políticas públicas que visam financiar, por meio de expansão tributária, a universalização do acesso à energia elétrica no Brasil, a partir de um modelo de equilíbrio geral computável. Os resultados mostram que os impactos negativos do financiamento da universalização energética via tributos são demasiados pequenos, indicando que os ganhos em termos sociais e de bem-estar advindos da expansão do acesso a eletricidade provavelmente os devam superar.

Palavras-chave: Desenvolvimento sustentável, eletrificação, zonas isoladas.

ABSTRACT

The energy sector is one of the most complex to achieve sustainable development (SD) as it generates the most greenhouse gas emissions and is associated with environmental and social issues. One of the sector's main challenges is the "access to energy" problem, which is reflected in the Brazilian

case. At the end of 2018, approximately 1.5% of the population was deprived of access to electricity. In 2021, the Federal Government approved a budget that will be used to finance universal access to electricity in isolated systems. In this sense, this article aims to assess the possible socio-economic impacts of public policies to finance, through tax expansion, the universalization of access to electricity in Brazil, based on a computable general equilibrium model. The results show that the negative impacts of financing universal energy via taxes are too small, indicating that the gains in social and welfare terms arising from the expansion of access to electricity are likely to outweigh them.
Keywords: Sustainable development, isolated systems, electrification.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, existem dois acordos internacionais que promovem a transição para o desenvolvimento sustentável (DS) em nível global, a Agenda 2030, que traz os 17 objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS), e o Acordo de Paris, sobre mudanças climáticas, com os desafios energéticos entre os grandes dilemas para o cumprimento das metas globais. Nesse sentido, um dos principais desafios do setor é o problema do “acesso à energia”, que tem sido amplamente reconhecido como um dos fatores para reduzir as brechas sociais e alcançar o DS (HERRAN e NAKATA, 2008).

Dizendo respeito ao Brasil especificamente, este foi um dos signatários dos acordos para o DS, a despeito de ser um dos países mais desiguais do mundo, o que se reflete no acesso à eletricidade em todo o seu território. Apesar de o sistema elétrico brasileiro (Sistema Interligado Nacional – SIN –), alimentar grande parte da população, o país ainda possui habitantes que não possuem acesso a rede elétrica (SIN), privados, em consequência, do acesso à eletricidade (sistemas isolados). De acordo com o EPE, o Brasil tinha, ao final de 2018 aproximadamente 270 comunidades isoladas do SIN, que em termo de população representa um contingente de 1,5% da população privada do acesso à energia elétrica (PV MAGAZINE GROUP, 2020).

Entre os principais desafios para a universalização do serviço de energia elétrica no Brasil estão as longas distâncias a serem percorridas pelas linhas de transmissão e o baixo nível de consumo dos sistemas isolados, com pessoas protegidas por grandes territórios, instalando-se em mercados muito pequenos (DE SILVEIRA BEZERRA ET AL., 2017). A extensão da rede poderia facilmente beneficiar um número significativo de pessoas, mas à medida que a extensão da rede se aproxima de seus limites físicos e econômicos, o alcance de algumas áreas torna-se difícil ou mesmo inviável (DE SILVEIRA BEZERRA ET AL., 2017). Em 2021, o Governo Federal aprovou um orçamento que será utilizado para financiar dois programas que visam fornecer energia elétrica a toda a população brasileira (PV MAGAZINE GROUP, 2020; MME, 2021).

Em decorrência do exposto, é fundamental conhecer as consequências das estratégias que tem finalidade de garantir a 100% da população acesso à energia elétrica. Buscando compreender essas repercussões, este artigo teve como objetivo avaliar os possíveis impactos socioeconômicos das políticas públicas que visam financiar via expansão tributária a universalização do acesso à energia elétrica no Brasil, pela perspectiva do equilíbrio geral.

2. ELETRIFICAÇÃO NO BRASIL

2.1 Primórdios da eletrificação no Brasil

Os primórdios do fornecimento de energia elétrica no Brasil datam de meados da década de 1920, onde tem sua origem os problemas de escassez no meio rural em virtude dos elevados custos dos serviços (OLIVEIRA, 2001). Entre as décadas de 1940 e 1950, grande parte do território brasileiro foi eletrificado em decorrência direta dos processos de urbanização, embora estes tenham deixado de lado as áreas rurais e isoladas (BITTENCOURT, 2010; DA SILVEIRA BEZERRA ET AL., 2017).

2.2. Promoção da eletrificação nas zonas rurais

A partir dos anos 1950, diversas iniciativas foram implantadas em diferentes estados (OLIVEIRA, 2001). Merece destaque o esforço industrial

desenvolvimentista da década de 1970, haja vista que este teve entre suas consequências a priorização das cidades e da indústria, e no meio rural, os subsetores agrícolas considerados eficientes para o funcionamento econômico do país (OLIVEIRA, 2001). Segundo Oliveira (2001), as principais estratégias e iniciativas de eletrificação rural (a criação do Grupo Executivo de Eletrificação Rural (GEER) —1970, do Fundo de Eletrificação Rural (FUER) e do I Plano Nacional de Eletrificação Rural (I PNER)) são implementadas durante este quadro nacional, levando à constituição da maioria das cooperativas rurais do país. Entre 1976 e 1988, no domínio das atribuições da ELETROBRAS, foram criados arranjos institucionais, planos nacionais de eletrificação e condições técnicas de alocação de recursos (OLIVEIRA, 2001). Após este incentivo no terreno, demorou muito para que novas iniciativas fossem ordenadas neste campo.

2.3. Objetivando a universalização do acesso à energia elétrica no Brasil

Em novembro de 2003, foi instituído por meio do DECRETO nº 4.873 o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - “LUZ PARA TODOS - LPT”, pelo qual o Ministério de Minas e Energia ficou responsável pelo planejamento e as Centrais Elétricas Brasileiras SA - ELETROBRÁS se ocuparia em operacionalizar o sistema (BRASIL, 2003). Além disso, os recursos para financiamento viriam da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - instituída a título de subvenção econômica pela Lei nº 10.438 de 2002, que é uma comissão instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a serem custeados pelas distribuidoras (BRASIL, 2002). O decreto tinha como objetivos a promoção da universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, garantindo recursos para atender potenciais consumidores de baixar renda e promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes renováveis etc. (ANEEL, 2021). A LPT investiu US $ 2,3 bilhões para fornecer eletricidade a 10 milhões de pessoas até 2008, especialmente nas áreas rurais, tendo o programa existido até 2014 e,

posteriormente, até 2018 quando foi encerrado, sem atingir a meta de universalização (DA SILVEIRA BEZERRA ET AL, 2017).

2.4. Eletrificando os sistemas isolados remotos: a última meta

Inicialmente, o programa LPT se concentrou na extensão das linhas de transmissão e distribuição. Esses projetos passariam a priorizar energias renováveis apenas até pouco antes de 2017 (DA SILVEIRA BEZERRA ET AL., 2017). Em fevereiro de 2020, foi instituído o Decreto nº 10.221 Instituto Nacional ou Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal - Mais Luz para a Amazônia —MLA, cujo objetivo é eletrificar as áreas isoladas desta região por começar a partir de fontes limpas e renováveis. Ainda naquele ano, o MME anunciou a expansão do programa LPT. Para financiar esses dois programas, em setembro de 2021, o MME aprova o orçamento do CDE —para o programa nacional de universalização de energia elétrica na Amazônia Legal -Mais Luz para a Amazônia e o programa LPT para o ano de 2022, cujo total o orçamento será de R $ 1.138.662.625,58 (MME, 2021). Nesse sentido, o Governo federal estipulou o ano de 2022 para concluir o projeto de eletrificação em todo o Brasil, para cerca de 428 mil famílias restantes (AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS, 2021).

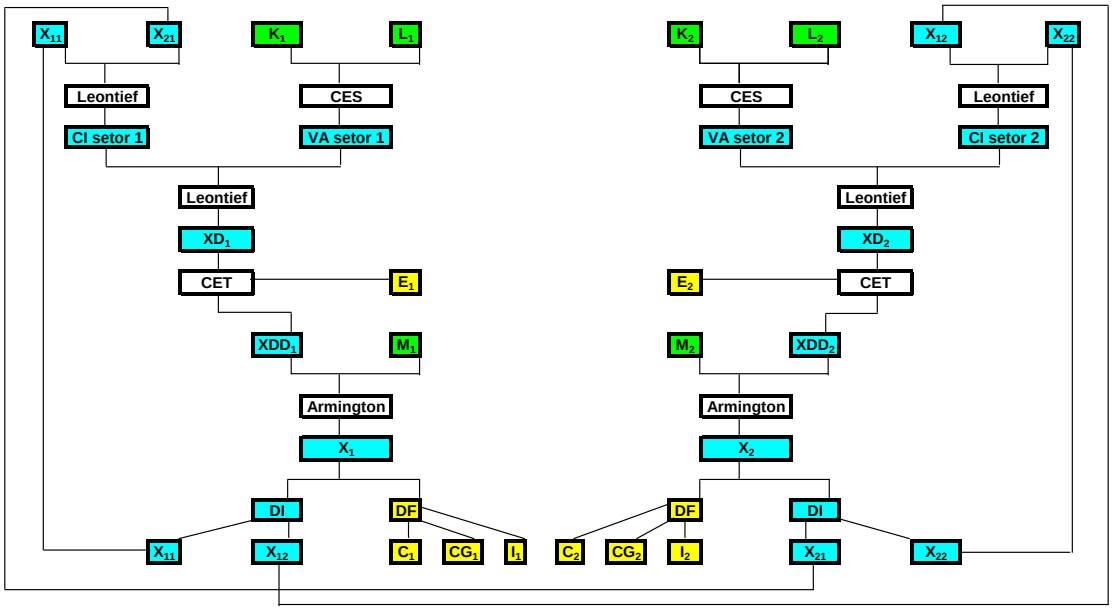
3. METODOLOGIA

Por definição, uma abordagem de equilíbrio geral em economia é aquela que tem como objeto de análise a determinação dos níveis de produção e preços em todos os mercados simultaneamente, levando em conta todos os efeitos *feedback*, ou seja, de ajustes de preços e/ou quantidades em determinado mercado causado por ajuste de preços e/ou quantidade nos demais mercados. Nesse sentido, o escopo do equilíbrio geral configura um aparato de métodos de análise eficientes para quando se objetiva estudar a problemática da alocação conjunta de recursos disponíveis em uma sociedade e o equilíbrio resultante (PINDYCK e RUBINFELD, 1999; VARIAN, 2004; CARRERA-FERNANDEZ, 2009). Assim sendo, Modelos de equilíbrio geral computáveis (ou

aplicados) (CGE) consistem em um conjunto de simulações que combinam o conceito de equilíbrio de mercado com dados econômicos reais, objetivando resolver numericamente os equilíbrios para os níveis de oferta, demanda e preços para o conjunto de setores que constituem o mercado (MACHADO et al, 2019).

3.1 Estrutura Geral do Modelo

A Figura 1 sintetiza a estrutura geral do modelo de equilíbrio geral utilizado neste trabalho.



Fonte: Elaboração própria

O fechamento (ou *closure*) deste trabalho consistiu em uma maneira especial de arbitração das variáveis endógenas e exógenas do modelo. A necessidade por tal escolha ocorre, pois, para que modelo chegue a uma solução, é necessário que o número de equações seja igual ao número de variáveis endógenas. Uma vez que o número de variáveis geralmente é superior ao número de equações, devem ser selecionadas algumas variáveis para serem exógenas (fixas) ao modelo (FEIJÓ E JUNIOR, 2009).

Assim sendo, sob um prisma macroeconômico mais amplo, pode-se dizer que o fechamento macroeconômico utilizado neste modelo é tipicamente neoclássico, uma vez que sua estrutura permite que nível de investimento se ajuste a variações na poupança. Em virtude deste alinhamento teórico, os fatores de produção capital e trabalho apresentam mobilidade entre os setores, sendo esta governada por uma elasticidade de substituição constante. A terra, entretanto, é considerada um fator de produção imóvel.

3.2 Modelo Aplicado, Fechamento e Estratégia de Simulação

O modelo CGE utilizado foi construído para 40 setores a partir de dados da matriz insumo produto brasileira para o ano de 2014, ano base desse estudo. As equações e os choques implementados no modelo foram utilizados para promover a focalização das receitas extras à compra de energia elétrica. Para isso, foi adicionado ao modelo padrão um novo tributo, para o qual, os choques irão incidir sobre sua alíquota. Também foram adicionadas equações que promovem a focalização das receitas extras à compra de energia elétrica, através da criação de um novo consumo que beneficia a esse setor. A grande questão nesse trabalho é saber se o ônus das possíveis distorções do mercado promovidas por este novo imposto supera ou é superado pelos ganhos da promoção da universalização energética, capaz de levar cidadania a aqueles brasileiros que ainda vivem sob condições sub-humanas sem acesso a rede elétrica.

Os exercícios contrafactuais foram implementados no software GEMPACK e representam todos os setores econômicos, os quais foram onerados pelo novo tributo. A alíquota para cada imposto foi calculada levando em a receita necessária à viabilização da universalização energética do Brasil.

Em termos econômicos, as simulações consistem no deslocamento para a direita da curva receita do governo de forma a focalizar os recursos extras obtidos via tal expansão tributária a compras adicionais de energia e, dessa forma, que provoque um deslocamento para direita da curva de demanda por energia elétrica do governo. Os impactos são analisados a partir de exercícios

de estática comparativa. Adicionalmente, deve-se mencionar que, em virtude da focalização implementada no modelo, o choque leva o governo a expandir seu nível de consumo de energia até o necessário à universalização, uma vez que, por hipótese, o total da arrecadação extra gerada será utilizada na promoção da universalização energética.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 01 sintetiza os principais resultados em termos macro e microeconômicos para o setor de energia elétrica.

Tabela 1 – Resultados das simulações

Impacto	Cenário (onerando todos os setores)
Impactos macroeconômicos	
PIB	-0,009
Demanda das famílias	-0,012
Consumo do Governo	-0,004
Investimento	0,003
Exportações	-0,008
Importações	0,005
Taxa de desemprego	0,004
IPC (Laspeyres)	0,004
Impactos microeconômicos	
Consumo de eletricidade	0,386

Fonte: Elaboração própria

A partir do modelo, apresenta-se um aumento no consumo de eletricidade, medido pelo aumento da produção desse setor (0,386%). Os autores estimaram a porcentagem que o consumo de eletricidade para universalização (dado pelo orçamento destinado por parte do governo) corresponde do total produzido pelo setor. Como esse orçamento do governo está em valores do ano 2022, e o estudo usa uma matriz econômica do ano 2014, esse valor foi deflacionado para tal ano. Nesse sentido, a porcentagem do

consumo adicional para eletrificação corresponde em 0,0026% do total da produção do setor. Considerando que existe uma previsão restante de 428 mil famílias por ser eletrificadas, possivelmente o governo devera prorrogar a implementação dos programas mencionados a fim de dar conta da demanda total dessa parcela da população.

Em termos macroeconômicos, conforme se pode observar, a expansão tributária que onera a todos os setores igualmente, provoca um grau de retração do PIB na economia (0,009). Essa magnitude do efeito retrativo da expansão tributária é o custo, sendo avaliado em função do benefício compensatório de trazer cidadania para uma parcela da sociedade. Na esfera do consumo das famílias, observa-se que há certo grau de deterioração neste componente, que decaí em 0,012%, em virtude da transferência de renda provocada, das famílias para o governo, em virtude da criação do novo imposto.

Ainda dizendo respeito aos componentes da demanda agregada, no que tange aos impactos sobre o investimento total e as exportações: apresenta-se expansão no nível de investimentos (0,003) acompanhado de retração das exportações (-0,008). Dizendo respeito a taxa de desemprego e ao nível de preços (IPC), o contraste também é bastante interessante: ambos aumentam após as simulações em um 0,004. Esse aumento no IPC, representa desvalorização do poder de compra que da como resultado essa pequena queda no consumo das famílias.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo representa um esforço de compreensão acerca dos possíveis impactos de se financiar a universalização energética no Brasil via expansão tributária a partir de um modelo de equilíbrio geral computável com dados insumo produto para economia brasileira. Os resultados mostram que os impactos negativos do financiamento da universalização energética via tributos são demasiados pequenos, indicando que os ganhos em termos sociais e de bem-

estar advindos da expansão do acesso a eletricidade provavelmente os devam superar, embora não se pode inferir isso pelo modelo.

Diante dos impactos negativos relativamente baixos encontrados, entende-se que a universalização da eletrificação financiada via expansão tributária se traduz em melhorias na qualidade de vida dos moradores dessas regiões isoladas, trazendo novos usos domésticos e comunitários (MOTTA E REICHE (2001) apud DA SILVEIRA BEZERRA ET AL, 2017).

Ressalte-se, nessa linha, que o financiamento da universalização da eletrificação em áreas remotas e isoladas é o principal obstáculo, mas não o último. Entre os desafios a serem enfrentados nos próximos meses estão: (i) a escolha da tecnologia e da fonte de energia a ser utilizada de acordo com as características da região; (ii) o uso efetivo de recursos públicos e, sobretudo, (iii) a garantia da continuidade do acesso à energia elétrica após o término dos programas governamentais (DA SILVEIRA BEZERRA ET AL, 2017). Com o início dos programas Mais Luz para a Amazônia e LPT, o Governo Federal está incentivando o ingresso de fontes renováveis de energia e garantindo o financiamento para o início desses projetos; porém, pouco ou nada se fala sobre a continuidade do acesso a esse serviço, uma vez que os programas cumpram o prazo, o que acontecerá em aproximadamente um ano.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, Sergio. Prazo de conclusão do 'Luz para Todos' está mantido, afirmam representantes do governo. Agência Câmara de Notícias. 22 junho. 2021.Disponível em: https://www.camara.leg.br/noticias/775872-prazo-de-conclusao-do-luz-para-todos-esta-mantido-afirmam-representantes-do-governo/ acesso em 13-12-2021.

ANEEL. Informações Técnicas CDE. ANEEL. 2021. Disponível em: https://web.archive.org/web/20150402125933/http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=771. Acceso 05 de dezembro de 2021.

BITTENCOURT E B. Evaluation of the Light for All Program in Ceará State [Avaliação do processo de implementação do programa Luz para Todos no estado do Ceará] [in Portuguese]. 2010. Universidade Federal do Ceará, Ceará, 2010.

BRASIL, 2002. LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002 - Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

BRASIL, 2003. DECRETO Nº 4.873, DE 11 DE NOVEMBRO DE 2003. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS" e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2003/d4873.htm

CARRERA-FERNANDEZ, José. Curso básico de microeconomia, vol 4, Editora da UFBA. 2009.

DA SILVEIRA BEZERRA, P. B., CALLEGARI, C. L., RIBAS, A., LUCENA, A. F., PORTUGAL-PEREIRA, J., KOBERLE, A., ... e SCHAEFFER, R. The power of light: socio-economic and environmental implications of a rural electrification program in Brazil. Environmental Research Letters, 12(9), 095004. (2017).

FEIJÓ, Flávio Tosi; JÚNIOR, Sabino Porto. O Protocolo de Quioto e o bem-estar económico no Brasil-uma análise utilizando equilíbrio geral computável. Análise Econômica, v. 27, n. 51, 2009.

HERRAN, Diego Silva; NAKATA, Toshihiko,"Renewable technologies for rural electrification in Colombia: a multiple objective approach", International Journal of Energy Sector Management, Vol. 2 Iss 1 pp. 139 – 154. (2008)

MME, MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, 2021. PORTARIA Nº 552/GM/MME, DE 13 DE SETEMBRO DE 2021. Aprovar a proposta de orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal - Mais Luz para a Amazônia e do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS", para o ano de 2022, de que trata o art. 4º, inciso I, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, na forma do Anexo à presente Portaria.

OLIVEIRA, Luciana C. Perspectivas para a eletrificação rural no novo cenário econômico-institucional do setor elétrico brasileiro. UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L.; RABASCO, Esther. Microeconomia. Pearson Educación, 1999.

PV MAGAZINE GROUP. Versão online. Stepping into the PV home of the future: The smart move toward energy Independence. PV MAGAZINE GROUP, 2020. Berlin Germany: Disponivel em: https://16iwyl195vvfgoqu3136p2ly-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2020/06/GrowattSE2020-web.pdf Acceso 14-12-2021

VARIAN, Hal R. Microeconomic analysis. WW Norton, 2004.

XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
Os desafios do Planejamento Energético
24 a 26 de agosto de 2022

USO DAS CURVAS DE DEMANDA E DE GERAÇÃO PARA VERIFICAÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM UMA INSTALAÇÃO

Luiza Mical Alves Batista[1]; Wellínsilvio Costa dos Santos[1]

[1]*Universidade Federal de Alagoas*

RESUMO

A curva de carga é uma ferramenta importante na verificação e no estudo da eficiência energética, além de auxiliar no enquadramento dos consumidores. Com o desenvolvimento da geração distribuída, outra curva que se destaca é a curva de geração, capaz de mapear a geração de energia de uma determinada fonte. O presente trabalho tem como objetivo confeccionar a curva de carga do sistema elétrico da Universidade Federal de Alagoas, assim como verificar se a instalação de uma mini usina fotovoltaica pode auxiliar na economia de energia elétrica. Toda essa análise é realizada a partir de curvas de carga e de geração obtidas por medição direta e dados disponibilizados.

Palavras-chave: Curva de carga; Curva de demanda; Impactos; Verificação.

ABSTRACT

The load curve is an important tool in the verification and study of energy efficiency, in addition to assisting in the framing of consumers. With the development of distributed generation, another curve that stands out is the generation curve, capable of mapping the energy generation from a given source. The present work aims to make the load curve of the electrical system of the Federal University of Alagoas, as well as to verify if the installation of a mini photovoltaic plant can help in the economy of electric energy. All this analysis is performed from load and generation curves obtained by direct measurement and available data.

Keywords: Load curve; Demand curve; Impacts; Verification.

1. INTRODUÇÃO

No cenário atual, o consumo de energia está ligado à ideia de urbanização e desenvolvimento tecnológico. Isso é comprovado quando se analisa que os maiores consumidores de energia elétrica no mundo são China e Estados Unidos (PORTAL SOLAR,2022). A quantificação do consumo se torna importante no planejamento a longo e a médio prazo para o desenvolvimento do país e o conforto da população, já que muitas atividades humanas dependem, ou irão depender, da energia elétrica.

Dentre as formas desenvolvidas para a quantificação do consumo elétrico, a curva de carga apresenta a vantagem de fácil compreensão e visualização, e ser capaz de apresentar outras variáveis auxiliares na tomada de decisão e no planejamento elétrico. Apesar disso, a curva de carga demonstra o comportamento elétrico em um instante de tempo, tendo a dificuldade de prever o comportamento do consumidor.

Com os incontáveis problemas ambientais e econômicos enfrentados na última década, a geração distribuída de energia elétrica vem se tornando comum. Para a quantificação se tem a curva de geração, apresentada por uma ideia semelhante a curva de carga, no entanto aqui se tem o registro por hora da geração. A junção das duas curvas (de demanda e de geração) pode fornecer dados de economia real de energia, assim como possíveis excessos que poderão interferir no sistema elétrico e mudanças bruscas de consumo.

O objeto de estudo deste artigo é o sistema elétrico da Universidade Federal de Alagoas, instituição de ensino superior, cujo gastos com energia comprometem boa parte do orçamento. Foram analisadas edificações presentes no sistema de maneira a compreender o comportamento geral.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Dentre a curva de carga e a curva de geração vários conceitos estão envolvidos, que são importantes para a correta identificação e mapeamento do sistema elétrico.

2.1 Curva de carga

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, a curva de carga ou demanda é um registro horário da capacidade diária. A medição e a confecção da curva de carga são essenciais para o enquadramento correto do consumidor e o perfil de demanda, como também para o planejamento, a manutenção e a expansão da rede.

De acordo com Souza et al. (2010), o monitoramento em tempo real da curva de carga proporciona formas de redução de carga, planejamento de interrupções de fornecimento, detecção de perdas de energia, previsão de demanda e serviços de planejamento, além de monitorar os custos de operação da rede.

A curva de carga fornece variáveis necessárias para a gestão da energia elétrica, como horário de pico, valor médio do pico, distribuição diária média da demanda, todas servindo para o controle e possível implantação de medidas de eficiência energética.

O traçado da curva de carga depende do período de tempo analisado, cada intervalo analisado serve para determinada avaliação, com isso a curva de carga pode ter intervalos horários, diários, semanais, mensais e anuais. As curvas de carga diárias servem para o conhecimento do horário de pico, assim como no estudo de impactos no sistema e na confiabilidade do mesmo, também sendo utilizada na previsão da demanda. As curvas semanais servem para um estudo aprofundado dos hábitos dos consumidores, revelando momentos de maior ou menor uso da energia durante o período. Já as anuais servem para que as concessionárias acompanhem o crescimento do consumo, analisando a demanda necessária do sistema para operação e alimentação.

Com a implantação da energia distribuída, a curva de demanda considerada é a curva horária, porque é a partir da comparação com a curva de geração que se observa a eficiência e a economia da aplicação.

2.2 Curva de geração

A curva de geração, como o próprio nome diz, é a representação da geração elétrica em determinado período de tempo. Esse tipo de curva é utilizada para comparação com a curva de carga no intuito de verificar eficiência, no entanto também pode ser utilizada para acompanhamento da geração de energia de uma determinada fonte.

Cada fonte de geração elétrica apresenta uma determinada curva de geração. Observando as duas principais formas de geração distribuída, a eólica e a solar, observamos como suas curvas de carga são diferentes. Na primeira, que depende dos ventos, seu pico de geração acontece no começo da manhã e no período noturno. Na geração fotovoltaica, a curva se aproxima a uma parábola com seu pico próximo ao meio-dia. Uma representação genérica das duas curvas pode ser vista na Figura 1.

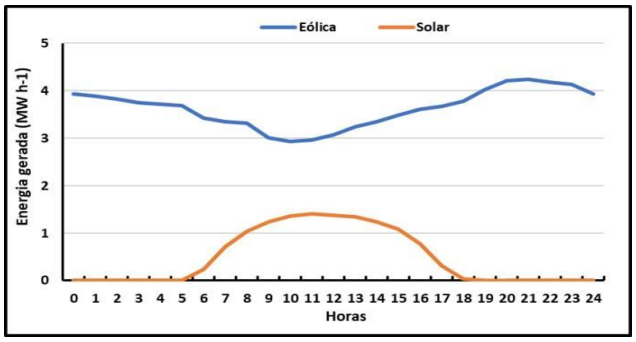


Figura 1 – Produção média fotovoltaica e eólica de janeiro de 2020 de acordo com a ONS

Devido à dificuldade de quantificar a geração antes da construção e do funcionamento de plantas de geração distribuída, usa-se modelos para simplificar e permitir a prévia verificação da eficiência com a comparação da curva de demanda.

3. MÉTODOS E EQUIPAMENTOS

A pesquisa desenvolvida tem como objetivo simular como a inserção de uma fonte fotovoltaica pode impactar o comportamento elétrico na óptica da análise da curva de carga.

Os sistemas elétricos escolhidos fazem parte da Universidade Federal de Alagoas e apresentam comportamentos e finalidades distintas, já com o intuito de demonstrar como a geração fotovoltaica pode influenciar a demanda ao longo do dia. Dentro do sistema da Universidade Federal de Alagoas foram estudadas oito curvas de carga. Duas delas de todo o sistema e seis de edificações pertencentes à universidade, sendo elas: parte do Hospital Universitário Alberto Antunes, dois laboratórios de computação (LACAN e LCCV), uma escola de ensino básico (CAIC), uma edificação de salas de aula e sala de professores (CTEC), além de uma edificação administrativa (CIED).

Para as curvas do sistema elétrico da Universidade foram utilizados dados da memória de massa disponibilizado pela concessionária. No caso das edificações isoladas, as medições para confecção da curva de carga foram realizadas diretamente no sistema com o uso de analisadores de energia (Figura 2).

Figura 2 – Instalação do analisador MARH-21 no quadro elétrico

Para as medições foram utilizados os medidores MARH-21, o PowerNet T-500 e o Fluke 435. Para as análises foram obtidas variáveis relacionadas ao tempo e a potência do sistema.

Na Universidade segue em construção uma mini usina solar com cerca de 3000 m^2. Serão instalados 578 painéis fotovoltaicos, resultando em uma potência de cerca de 150 KWp, esperado-se uma economia de 2 milhões de reais em 20 anos. Como a mini usina ainda não se encontra em funcionamento, não é possível o acompanhamento simultâneo dos valores de geração, assim se optou por um modelo simplificado da curva de geração, levando em consideração a porcentagem de energia produzida ao longo do dia a fim de obter a curva de geração.

4. RESULTADOS

Primeiramente foram obtidas as curvas de carga das edificações isoladas, com o intuito de observar o comportamento das mesmas ao longo do dia, foi escolhido um dia de semana aleatoriamente. Na tabela abaixo estão os valores médios e o valor do pico de potência encontrados.

Tabela 1 – Valores encontrados para as edificações

Edificação	Dia da semana	Potência Média (KW)	Valor de Pico (KW)
Hospital Universitário	Terça-feira	2,12	4,88
CTEC	Segunda-feira	0,76	3,39
CIED	Segunda-feira	3,30	10,05
CAIC	Segunda-feira	2,84	3,20
LACAN	Quarta-feira	8,40	25,78
LCCV	Quinta-feira	29,60	45,13

As curvas de carga podem ser visualizadas a seguir (Figura 3), onde se verifica que algumas apresentam um comportamento semelhante, principalmente ao tocante no período de maior uso da energia, das 8 horas até

as 16 horas. O CAIC apresentou a singularidade de uma curva quase constante, com poucas variações na potência.

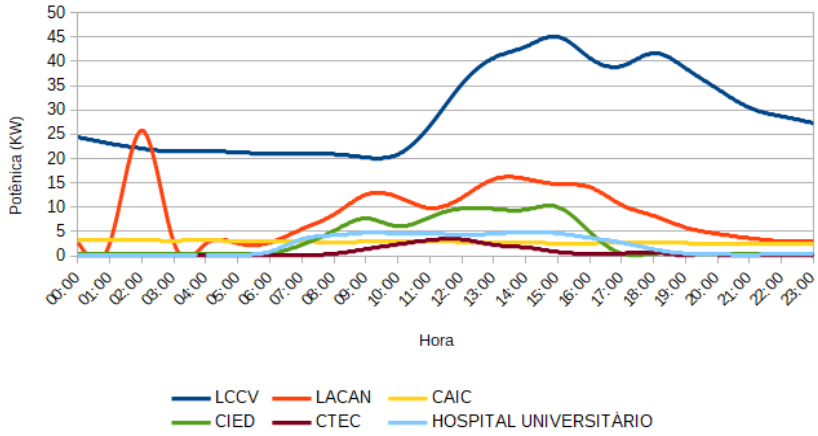


Figura 3 – Curvas de carga das edificações isoladas

Com a memória de massa foi obtido a curva de carga de todo o sistema elétrico da universidade. Na Figura 4 segue a curva de carga da Universidade em dois momentos distintos: Um dia de semana e um final de semana. Isso pode demonstrar a diferença que os usuários representam na curva do sistema. A curva de um dia de semana apresenta picos de consumo distintos, enquanto que a de fim de semana apresenta 3 períodos constantes.

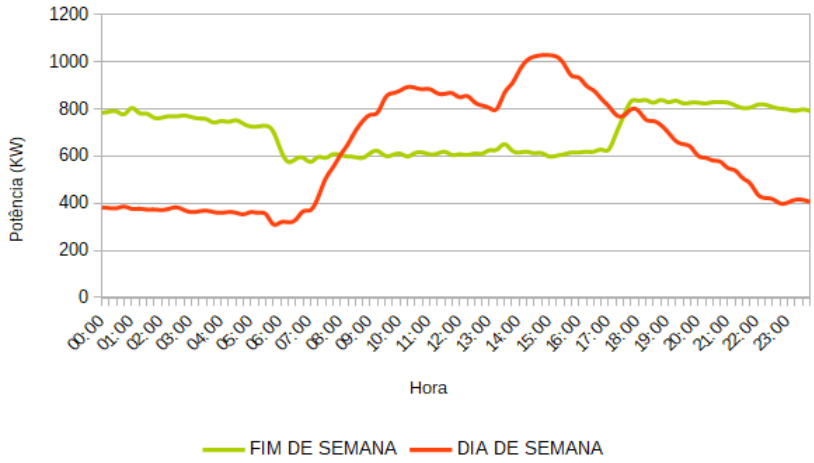


Figura 4 – Comparação entre curvas de carga da Universidade Federal de Alagoas

Com as curvas de carga demonstradas pode-se realizar a comparação com a curva de geração simulada, cujo gráfico está representado na Figura 5, e como já esclarecido, leva em consideração parcelas produzidas ao longo da presença do sol. Assim, é possível verificar a provável economia de energia elétrica no sistema.

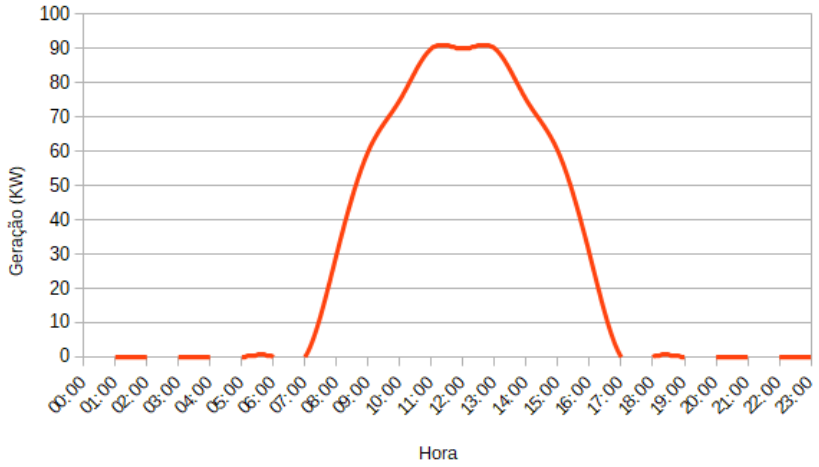


Figura 5 – Curvas de geração simulada para a mini usina da UFAL

4.1 Comparações entre as curvas

Primeiramente optou-se por uma comparação entre a curva de geração e todos os edifícios. Somou-se assim todas as potências para verificar se a geração era suficiente para suprir a demanda dos sistemas. Na Figura 6 isso é relatado, no entanto, a produção em alguns instantes é maior que a demanda, sendo necessário observar como a energia sobressalente poderia ser aproveitada, observando possíveis mudanças na tensão, na corrente e nos harmônicos na instalação e na rede.

Outra consideração é a mudança, às vezes brusca, da curva de carga no começo e no fim da geração, o que causou um efeito perceptível no gráfico confeccionado, essa inclinação tanto na subida, quanto na descida, pode ser chamada de curva de pato, cujo impacto prejudica principalmente os sistemas de rede envolvidos, como cabos, transformadores e inversores.

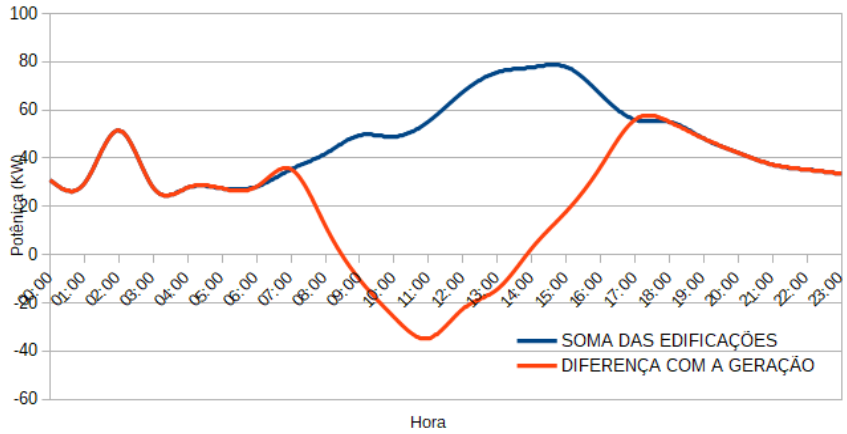


Figura 6 – Comparação entre a curva de carga e a curva de geração

Como o sistema de geração provou suprir as necessidades das seis pequenas edificações dentro do sistema elétrico da Universidade, se fez necessário verificar o impacto da instalação da mini usina no sistema completo. Essa comparação pode ser vista na Figura 7, para as duas curvas antes apresentadas (Figura 4).

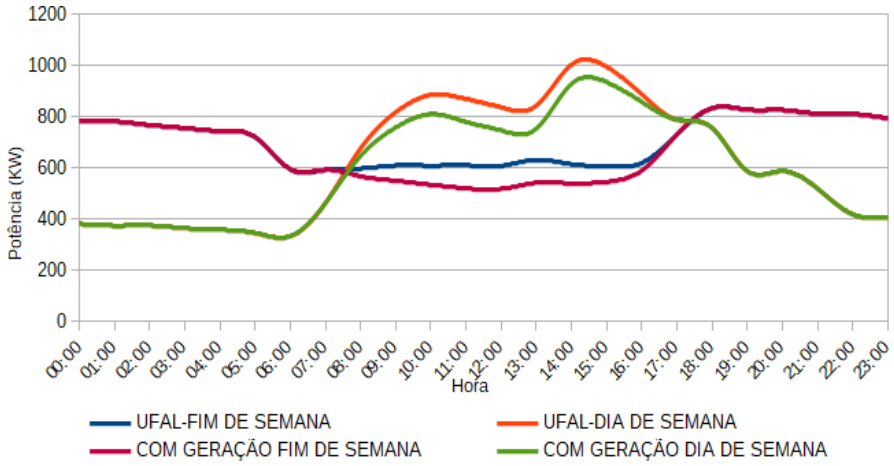


Figura 7 – Comparação entre as curvas de carga do sistema e a curva de geração

Com a inserção da curva de geração, a redução nos valores de pico alcançou 75KW, e a demanda do sistema em nenhum momento ultrapassou 940KW. Com relação a curva de fim de semana, a maior demanda do sistema

não coincide com a geração, no entanto, no período de inserção da energia solar a demanda do sistema não ultrapassa 600KW.

Com a comparação realizada fica evidente que a geração fotovoltaica proposta é capaz de diminuir a demanda da Universidade, resultando em uma economia financeira, principalmente nos horários de pico de consumo da Universidade que coincide com o período de geração solar. Também fica evidente que a inserção de uma fonte de energia distribuída não é suficiente para mudar o formato da curva que carga do sistema, sendo necessário para isso um estudo dos hábitos dos consumidores.

5. CONCLUSÃO

Foi possível concluir como a construção e a instalação fotovoltaica pode impactar o sistema e o ambiente da Universidade Federal de Alagoas. Com uma análise da curva de carga de alguns sistemas e da provável curva de geração foi possível comprovar a economia de demanda e prever problemas que podem ser resolvidos pelas duas partes envolvidas, a Universidade e a concessionária de energia elétrica.

Esse tipo de análise também é importante para a disseminação de ações voltadas para planejamento e gestão energética no estado de Alagoas e no Brasil, demonstrando como pode ser realizada a análise de um ponto essencial no planejamento e instalação de geração de energia, que é a quantidade de energia reduzida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PORTAL SOLAR. Conheça os países que mais consomem energia no mundo. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/conheca-os-paises-que-mais-consomem-energia-no-mundo>. Acesso em: 19 maio de 2022.

REIS, P. Como a energia solar fotovoltaica e eólica se podem complementar, de 11 de abril de 2020. Disponível em: <https://www.portal-

energia.com/como-energia-solar-fotovoltaica-eolica-complementar/>. Acesso em: 19 maio de 2022.

SOUZA, A.N.D. et al. Algoritmos para estimar curvas de carga a partir de padrões de hábitos de consumo. In: 9th Brasilian Conference on Dynamics Control and their Application. Serra Negra: 2010. P. 775-781.

USO DO METANOL ORIUNDO DE RESÍDUOS FLORESTAIS COMO ALTERNATIVA DE COMBUSTÍVEL PARA EMBARCAÇÕES BRASILEIRAS

Flávio Jun Edamatu[1]; Elisa da Costa Guida[1]; Rafael Silva Capaz[2]

[1]Universidade Federal do Paraná; [2]Universidade Federal de Itajubá

RESUMO

O transporte marítimo é essencial para o desenvolvimento econômico das nações. Entretanto, as operações deste setor são responsáveis por aproximadamente 3% das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE). Organizações, empresas bem como a comunidade científica pesquisam possíveis soluções técnicas e operacionais para reduzir essas emissões, dentre elas, os combustíveis marítimos alternativos. O objetivo deste estudo foi avaliar o metanol, obtido a partir de resíduos florestais, como combustível marítimo alternativo e estimar as reduções de emissões de GEE, caso venha a ser adotado como substituto de combustíveis fósseis. O trabalho foi desenvolvido através de dados coletados na revisão de literatura, banco de dados e estatísticas de órgãos governamentais. O estudo concluiu que, sob condições favoráveis, até 8% das necessidades energéticas de combustíveis para o transporte aquaviário de carga e passageiros por vias interiores e por cabotagem, no Brasil, poderão ser atendidas por biometanol até 2030. Isso representaria uma demanda de aproximadamente 560 milhões de litros de metanol. Nessa circunstância, a substituição dos combustíveis fósseis por biometanol corresponderia a uma redução de emissão de GEE na ordem de 0,5 $MtCO_2e$ por ano. Estimou-se também que, a partir do quantitativo de resíduos florestais projetado para 2030, há potencial no país para a produção anual de metanol oriundo dessa matéria prima de aproximadamente 7,6 bilhões de litros, sendo, portanto, um volume substancialmente superior às necessidades projetadas.

Palavras-chave: metanol, combustíveis marítimos, transportes marítimos, biocombustíveis, gases de efeito estufa.

ABSTRACT

Maritime transportation is essential for the economic development of nations. However, operations in this sector are responsible for approximately 3% of global greenhouse gases (GHG) emissions. Organizations, companies as well as the scientific community research possible technical and operational solutions to reduce these emissions, among them, alternative marine fuels. The objective of this study was to evaluate methanol, obtained from forest residues, as an alternative marine fuel and to estimate GHG emission reductions, if adopted as a substitute for fossil fuels. The work was developed through data collected in the literature review, database and statistics of government agencies. The study concluded that, under favorable conditions, up to 8% of the energy needs of fuel for transport of cargo and passengers by inland waterways and coastal waters, in Brazil, could be met by biomethanol by 2030. This would represent a demand of approximately 560 million liters of methanol. In this circumstance, the substitution of fossil fuels for biomethanol would correspond to a reduction of GHG emission in the order of 0.5 $MtCO_2e$ per year. It was also estimated that, from the amount of forest residues projected for 2030, there is a potential in the country for the annual production of methanol from this raw material of approximately 7.6 billion liters, being, therefore, a volume substantially higher than the projected needs.

Keywords: methanol, marine fuels, maritime transportation, biofuels, greenhouse gases.

1. INTRODUÇÃO

Segundo a Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization*- IMO), o setor marítimo é responsável pelo transporte, em volume, de 90% das cargas internacionais, contribuindo para o desenvolvimento e prosperidade econômica das nações. Entretanto, como todas as demais atividades humanas, gera impactos ambientais e foi responsável, entre 2012 e 2018, pela emissão média anual de gases de efeito estufa (GEE) equivalente a aproximadamente 3% das emissões globais (IMO, 2021). Comunidades

científicas, acadêmicas e empresariais pesquisam possíveis soluções técnicas e operacionais para reduzir essas emissões, incluindo os combustíveis marítimos alternativos.

O objetivo do artigo foi avaliar o potencial do metanol oriundo de resíduos florestais como combustível marítimo alternativo para embarcações brasileiras e estimar as reduções de emissões de GEE até 2030, caso venha a ser adotado como substituto de combustíveis de origem fóssil.

2. CONTEXTO GERAL DO TRANSPORTE AQUAVIÁRIO

O modal de transporte aquaviário no Brasil pode ser dividido em três categorias principais, que são definidas conforme a legislação vigente: navegação por vias interiores, cabotagem e longo curso (BRASIL, 2004).

Os combustíveis marítimos empregados podem ser classificados em duas categorias principais: óleos residuais, normalmente conhecidos como óleos combustíveis marítimos (OCM) ou bunker, que contêm frações pesadas da destilação e os óleos destilados, que contêm as frações leves do processo de refino (gasóleos atmosféricos principalmente) que são chamados de óleo diesel marítimo (ODM), ou *marine gasoil* (MGO) (BR, 2021).Segundo definição da IMO, *heavy fuel oil* (HFO) é um OCM que possui densidade a 15°C maior do que 900kg/m³, ou uma viscosidade cinemática a 50°C maior do que 180 mm²/s (IMO, 2020).

Quanto à regulamentação, a IMO, como órgão regulador do setor, está compromissada em reduzir as emissões de GEE e assim estabeleceu metas de longo prazo a serem cumpridas. A estratégia principal envolve as limitações de emissões de GEE por tonelada de carga transportada por milha náutica percorrida. Espera-se que seja atingida redução média de 40 % deste índice, em 2030, comparado ao índice de 2008. Adicionalmente, serão feitos esforços para que seja atingida uma redução de 70% deste índice em 2050. Paralelamente, a IMO busca reduzir em 50% a emissão de GEE do setor marítimo mundial em 2050, em relação aos níveis de 2008 (IMO, 2018).

3. METODOLOGIA

Através de bancos de dados e estatísticas oficiais, foram feitas projeções, até 2030, sobre demanda de combustíveis marítimos fósseis; demanda e potencial de produção de biometanol oriundo de resíduos florestais; e o potencial de redução de emissão de GEE pela substituição de combustíveis marítimos fósseis por biometanol.

As estimativas abordaram somente os modais de transporte aquaviário por vias interiores e por cabotagem. Por insuficiência de dados não foram incluídas neste artigo as projeções para a navegação de longo curso.

3.1 Projeção de demanda de combustíveis marítimos fósseis em 2030

A demanda de combustíveis marítimos fósseis foi estimada a partir dos indicadores de tonelada por quilômetro útil (TKU), de passageiros-quilômetro (PKM) e dos índices de intensidade energética no transporte aquaviário até 2030.

Inicialmente foram coletados dados sobre o quantitativo de carga útil transportada por vias interiores e por cabotagem em 2020 ($Carga\ 2020_n$), obtidos do anuário estatístico disponibilizado pela Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ, 2022), para cada mercadoria (n). Sobre esses quantitativos de cargas, foram estimados os incrementos nas quantidades transportadas anualmente ($Canual_n$).

No caso de produtos agropecuários, veículos, petróleo e seus derivados foi considerado que a taxa $Canual_n$ seria proporcional ao crescimento da produção da mercadoria (n) entre 2020 e 2030, considerando dados do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2020), da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE, 2018, 2021) e do Ministério de Minas e Energia (MME, 2011), conforme equação (1).

$$C_{anual_n} = \left(\sqrt[10]{\frac{Produçao\ 2030_n}{\text{Produção } 2020_n}} - 1 \right) \quad (1)$$

Nos demais casos em que os dados referentes às produções de 2020 e 2030 de determinada mercadoria não estavam disponíveis, a mercadoria foi enquadrada em uma das naturezas de carga previstas pelo Plano Nacional de Logística Portuária (PNLP), publicado pelo Ministério da Infraestrutura (MINFRA, 2020). Assumiu-se que C_{anual_n} corresponderia ao crescimento anual previsto para as respectivas naturezas de carga.

Adotou-se que a carga transportada em 2030 (*Carga 2030*$_n$), para cada mercadoria (n), poderia ser estimada pela equação (2):

$$Carga\ 2030_n = Carga\ 2020_n \cdot \left(1 + \frac{Canual_n}{100}\right)^{10} \quad (2)$$

A estimativa de índice de tonelada quilômetro útil transportada em 2030 (TKU_{2030}) foi realizada através da equação (3), considerando as distâncias em quilômetros (km) percorridas por cada grupo de mercadorias (*dist*$_n$), calculadas por Terra (2015).

$$TKU_{2030} = \sum_{k=1}^{n} Carga\ 2030_n \times dist_n \quad (3)$$

Para as projeções de PKM, considerou-se que o crescimento deste índice, entre 2015 a 2030, seria proporcional ao crescimento demográfico nos locais servidos pela modalidade de transporte aquaviário de passageiros, estimado em aproximadamente 0,90% ao ano ($\Delta anual_{PKM}$) (TERRA, 2015). Portanto, a partir dos índices de PKM relativos a 2015 (*PKM* $_{2015}$), foram projetados os índices de PKM relativos a 2030 (*PKM* $_{2030}$).

Considerando os dados de intensidades energéticas, em 2012, determinados por Terra (2015), e os índices de redução dessas intensidades, estimados pela EPE (2020), foram projetadas as intensidades energéticas em

2030, para o transporte de passageiros ($Ie_{passag\ 2030}$), carga por vias interiores ($Ie_{carga\ int\ 2030}$); e carga por cabotagem ($Ie_{carga\ cab\ 2030}$).

Devido às características técnicas associadas à propulsão das embarcações, o ODM é adotado quase que exclusivamente para o transporte de passageiros e de carga por vias interiores, enquanto que o OCM é adotado principalmente para o transporte de cargas por cabotagem (TERRA, 2015).

Portanto, os volumes de ODM ($V_{ODM\ 2030}$) e de OCM ($V_{OCM\ 2030}$) necessários em 2030 foram calculados respectivamente pelas equações (4) e (5):

$$V_{ODM\ 2030} = Ie_{carga\ int\ 2030} \cdot TKU_{int\ 2030} + Ie_{passag\ 2030} \cdot PKM_{2030} \quad (4)$$

$$V_{OCM\ 2030} = Ie_{carga\ cab\ 2030} \cdot TKU_{cab\ 2030} \quad (5)$$

3.2 Projeção de demanda e potencial de produção de metanol em 2030

Levando-se em conta os volumes demandados de ODM e OCM em 2030, ($V_{ODM\ 2030}$; $V_{OCM\ 2030}$), e suas respectivas densidades energéticas($E_{d\ ODM}$; $E_{d\ OCM}$), foi estimado o total de energia necessária ($Total\ de\ energia_{\ 2030}$) através da equação (6) (7):

$$Total\ de\ energia_{\ 2030} = V_{ODM\ 2030} \cdot E_{d\ ODM} + V_{OCM\ 2030} \cdot E_{d\ OCM} \quad (6)$$

Assumiu-se que, sob as condições apresentadas no item 4.3, parte das necessidades energéticas do transporte aquaviário de cargas e passageiros por vias interiores e cabotagem seria atendida pelo metanol em substituição ao ODM e OCM ($\%_{\ CH3OH\ matriz}$). Portanto, considerando a densidade energética do metanol ($E_{d\ CH3OH}$), o volume de metanol necessário em 2030 pode ser expresso pela equação (7):

$$V_{CH3OH\ 2030} = \frac{\%_{\ CH3OH\ matriz} \cdot Total\ de\ energia_{\ 2030}}{E_{d\ CH3OH}} \quad (7)$$

O volume potencial de produção de metanol ($V_{pot\ CH3OH\ 2030}$) foi quantificado como resultado do produto do volume de metanol produzido por unidade de massa de resíduos ($Rendimento_{\ CH3OH}$) e a massa de resíduos florestais disponíveis em 2030 ($Quantidade_{resíduos\ 2030}$) segundo a equação (8):

$$V_{pot\ CH3OH\ 2030} = Rendimento_{\ CH3OH} \cdot Quantidade_{\ resíduos\ 2030} \quad (8)$$

3.3 Potencial de redução de emissão de gases de efeito estufa em 2030

Não foram obtidos dados relativos à emissão de GEE durante o ciclo de vida de combustíveis marítimos fósseis e de biometanol produzidos no Brasil. Na ausência de dados brasileiros, para a projeção da redução de emissão de GEE, foram empregados dados europeus.

Considerou-se que as emissões de GEE por unidade de energia, do OCM ($Emissão\ GEE_{\ OCM}$), ODM ($Emissão\ GEE_{\ ODM}$) e metanol oriundo de resíduos florestais ($Emissão\ GEE_{\ CH3OH}$), no Brasil, seriam as mesmas que os determinados pela DNV-GL (2016), respectivamente, para o HFO, MGO, na Europa, e o metanol oriundo de resíduos florestais na Finlândia. Assim foram adotados os dados da Tabela 1.

Tabela 1- Dados de emissões de GEE para combustíveis marítimos

	Emissões de GEE (g CO_2e/ MJ)		
	OCM	**ODM**	**Metanol (biomassa)**
Poço ao tanque	8,5	9,5	25
Tanque ao hélice	77	75	0
Total	85,5	84,5	25

FONTE: DNV-GL (2016, p. 18), adaptado pelo Autor (2022).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Vantagens e limitações do metanol

As principais vantagens do biometanol estão relacionadas aos aspectos ambientais, por apresentar emissões atmosféricas significativamente menores de GEE e outros poluentes como óxidos de nitrogênio(NO_x), óxidos de enxofre (SO_x) e materiais particulados durante o ciclo de vida, em relação aos combustíveis fósseis (BRYNOLF; FRIDELL; ANDERSSON,2014; DNV-GL, 2016). Há também menor impacto em caso de acidente que ocasione vazamento de combustíveis (ANDERSSON; SALAZAR, 2015; ELLIS, 2019).

Por outro lado, as principais limitações estão relacionadas aos custos de produção que são significativamente maiores em relação aos combustíveis fósseis (ELLIS, 2019; DNV-GL, 2020).

4.2 Estimativa de demanda de combustíveis marítimos fósseis

A Tabela 2 apresenta a demanda de combustíveis fósseis até 2030. Ressalta-se que, apesar da melhoria da eficiência energética, estima-se que não será suficiente para contrabalançar o crescimento de PKM e TKU no mesmo período. Portanto, projeta-se um aumento substancial no consumo de combustíveis, resultando em aproximadamente 2,9 bilhões de litros de combustível fóssil. Julgou-se que esses valores são compatíveis aos estimados por Terra (2015), que calculou uma necessidade próxima a 2,7 bilhões de litros de combustível fóssil para 2031[1].

Tabela 2 - Demanda de combustíveis fósseis até 2030

Setor	Intensidade de energia (2030)	TKU/PKM (bilhões)	Demanda total (milhões de l) (2030)
Passageiros	6,73 l/100 PKM	2,37	159,44 (ODM)
Carga (interior)	6,81 l/1000 TKU	36,32	247,25 (ODM)
Carga (cabotagem)	7,75 l/1000 TKU	326,83	2532,44 (OCM)

FONTES: Terra (2015) e EPE (2020), adaptado pelo Autor (2022)

[1] Cenário 1b: “análise dos planos de crescimento dos grupos de mercadorias, considerando-se aumento na eficiência energética em embarcações” (TERRA, 2015).

4.3 Estimativa de demanda e do potencial de produção de metanol oriundo de resíduos florestais

Considerando as densidades energéticas do ODM (34,5 MJ/l) e OCM (38,3 MJ/l) e os respectivos volumes requeridos para esses combustíveis em 2030, o total de energia demandada é de aproximadamente 111.023 TJ.

Segundo a DNV-GL(2020), se houver uma combinação favorável de custos de produção e regulamentação mais rigorosa visando a descarbonização do setor marítimo até 2040, a participação do biometanol na matriz energética do transporte marítimo poderia chegar a 8% até 2030. Levando-se em conta a densidade energética do metanol (15,9 MJ/l), isso representaria um volume de cerca de 560 milhões de litros de metanol.

Assumiu-se que o potencial de produção anual de biometanol seria o produto do rendimento obtido por Hasegawa et al. (2010) (530 l de metanol por tonelada de resíduo) pela potencial quantidade de resíduos florestais prevista por Welfle (2017) para 2030 (14,45 milhões de toneladas de resíduos florestais).

Assim, presumindo a situação em que a totalidade de resíduos florestais seja empregada na produção de metanol, sem considerar outros usos concorrentes, há potencial superior a 7,6 bilhões de litros de metanol, sendo, portanto, significativamente superior às necessidades estimadas de demanda de metanol até 2030.

4.4 Estimativa de demanda e do potencial de produção de metanol a partir de resíduos florestais

A substituição de 8% do OCM e ODM por biometanol até 2030 reduziria a emissão de GEE na ordem de 0,5 $MtCO_2e$ por ano. Isso corresponderia a aproximadamente 0,2% do total de emissões de GEE do setor de transportes em 2030 que é estimado em 224 $MtCO_2e$ (EPE, 2021).

5. CONSIDERAÇÔES FINAIS

O metanol obtido a partir de resíduos florestais tem grande potencial como combustível alternativo, principalmente por apresentar vantagens

significativas sobre os combustíveis marítimos de origem fóssil em relação aos aspectos ambientais, como a redução das emissões de GEE e poluentes atmosféricos.

Atualmente, a principal limitação para uma maior adoção de biometanol está relacionada aos custos de produção que são maiores em relação aos demais combustíveis fósseis. Assim, a adoção do biometanol como combustível marítimo alternativo dependerá também da regulamentação mais rigorosa de controle de emissões de GEE por parte da IMO e das autoridades nacionais, visando acelerar a descarbonização do setor marítimo.

Sob as condições mais favoráveis de custos de produção e regulamentação, estima-se que até 8% das necessidades energéticas de combustíveis para o transporte aquaviário de carga e passageiros, no Brasil, poderiam ser atendidas por biometanol até 2030. Isso representaria uma demanda estimada de aproximadamente 560 milhões de litros de metanol para os modais de transporte aquaviário por vias interiores e por cabotagem. Nessa circunstância, a substituição dos combustíveis fósseis por metanol poderia evitar emissões de GEE superiores a 0.5 $MtCO_2e$ por ano.

Verificou-se, também, que a partir do quantitativo de resíduos florestais projetado para 2030, há potencial, no país, para a produção anual de metanol oriundo dessa matéria prima superior a 7,6 bilhões de litros, sendo, portanto, volume substancialmente superior às necessidades estimadas.

Em continuidade a este artigo, recomenda-se que sejam elaborados estudos sobre Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) do biometanol oriundo de resíduos florestais e combustíveis marítimos de origem fóssil produzidos no Brasil. Sugere-se também incluir o modal de transporte aquaviário de longo curso em futuros trabalhos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSSON, K.; SALAZAR, C. M. *Methanol as a marine fuel report*. [s.l.] FCBI Energy, 2015.Disponível em: <http://www.methanol.org/wp-content/uploads/

2018/03/FCBI-Methanol-Marine-Fuel-Report-Final-English.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

ANTAQ. *Agência Nacional de Transportes Aquaviários-Estatístico aquaviário*. 2022. Disponível em: <http://anuario.antaq.gov.br>. Acesso em: 29 abr. 2022.

BR. *Óleos combustíveis marítimos: informações técnicas.* PETROBRAS, 2021. Disponível em: <https://petrobras.com.br/data/files/02/83/FA/2C/5A39C710E2EF93B7B8E99EA8/Manual_Combustiveis_Maritimos_2021.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

BRASIL. Lei n. 10.893, de 13 de julho de 2004. Presidência da República. Disponível em:< http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.893.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2010.893%2C%20DE%2013%20DE%20JULHO%20DE%202004.&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20o%20Adicional%20ao,FMM%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAncias>. Acesso em: 29 abr. 2022.

BRYNOLF, S.; FRIDELL, E.; ANDERSSON, K. Environmental assessment of marine fuels: liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol. *Journal of Cleaner Production*, v. 74, p. 86–95, 26 mar. 2014.

DNV-GL. *Methanol as marine fuel: environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility*. [s.l: s.n.], 2016. Disponível em: <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/IMO-Methanol-Marine-Fuel-21.01.2016.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

DNV-GL. *Maritime forecast to 2050: energy transition outlook 2020*. Hamburg, Germany: DNV-GL-Maritime, 2020. Disponível em: <https://eto.dnvgl.com/2020/Maritime/forecast>. Acesso em: 29 abr. 2022.

ELLIS, J. *Renewable methanol as fuel for the shipping industry.* SSPA Sweden AB, 29 abr. 2019. Disponível em: <https://www.uib.no/sites/w3.uib.no/files/attachments/05-ellis-renewable_methanol_presentation_hvl_seminar_20190425.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

EPE. *Demanda de energia dos veículos leves do ciclo Otto*. out. 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-331/topico-421/Demanda_Veiculos_Leves_2018-2030.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

EPE. *Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: demanda e eficiência energética.* [s.l.] Empresa de Planejamento Energético, nov. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Efici%C3%AAncia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202030_18jan21_v1.pdf >. Acesso em: 29 abr. 2022.

EPE. *Plano decenal de expansão de energia 2030.* Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

HASEGAWA, F.; YOKOYAMA, S.; IMOU, K. Methanol or ethanol produced from woody biomass: Which is more advantageous? *Supplement Issue on Recent Developments of Biomass Conversion Technologies*, v. 101, n. 1, Supplement, p. S109–S111, 1 jan. 2010.

IMO. *Marine Environment Protection Committee (MEPC) 75, 16-20 November,2020*. Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/MEPC-75th-session.aspx>. Acesso em: 29 abr. 2022.

IMO. *Initial IMO GHG strategy*.2018. Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Reducing-greenhouse-gas-emissions-from-ships.aspx>. Acesso em: 29 abr. 2022.

IMO. *Fourth IMO greenhouse gas study-highlights*. 2021. Disponível em: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20Executive-Summary.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

MAPA. *Projeções do agronegócio: Brasil 2019/20 a 2029/2030.Projeções de longo prazo.* Brasília: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.2020. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/politica-agricola/todas-publicacoes-de-politica-agricola/projecoes-do-agronegocio/projecoes-do-agronegocio_2019_20-a-2029_30.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

MINFRA. *PNLP 2019: Plano Nacional de Logística Portuária-sumário executivo*. Brasília: Ministério da Infraestrutura,2020. Disponível em: <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/centrais-de-conteudo/2-14-pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

MME. *Plano Nacional de Mineração 2030*. Brasilia: Ministério de Minas e Energia, 2011. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/geologia-mineracao-e-transformacao-mineral/plano-nacional-de-mineracao-2030-1/documentos/pnm_2030.pdf/view>. Acesso em: 29 abr. 2022.

TERRA, R. B. *Cenários de longo prazo para demanda de combustíveis marítimos do setor de transporte aquaviário brasileiro*. 2015.145f.Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro -UFRJ, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Raphael_Benirschke_Terra.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2022.

WELFLE, A. Balancing growing global bioenergy resource demands - Brazil's biomass potential and the availability of resource for trade. *Biomass and Bioenergy*, v. 105, p. 83–95, 1 out. 2017.

VARIABILIDADE ASSOCIADA AO CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: UM ESTUDO DE CASO

João Melchior[1,2]; Daniel Henrique Marco Detzel[1]
[1]Universidade Federal do Paraná; [2]Simepar

RESUMO

A garantia física é um importante parâmetro de projeto de empreendimentos para geração elétrica no Brasil. Discussões vêm sendo realizadas quanto à sua metodologia de cálculo e se a mesma é a mais adequada para este fim, ainda mais sob um cenário de incerteza influenciado por mudanças climáticas. Sendo assim, é importante discutir alternativas que sejam viáveis e levem em conta tais efeitos. Este trabalho apresenta um estudo de caso quanto à variabilidade associada ao cálculo de garantias físicas comparando os valores obtidos através de recortes temporais e de sua série integral. Também foi feita uma análise quanto à estacionariedade dos dados através de um teste estatístico de Mann-Kendall. Em geral, a maioria das garantias físicas calculadas nas janelas temporais foram inferiores ao valor obtido com a série integral. Contudo, os recortes mais recentes resultaram em garantias físicas superiores, indicando uma tendência de crescimento por conta de um aumento temporal das vazões.

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas; Garantia Física; Tendências Hidrológicas.

ABSTRACT

Firm energy is a relevant parameter for the design of projects for electric generation in Brazil. Discussions regarding its calculation methodology and whether it is suitable for this purpose, further under a scenario of uncertainty caused by climate change, have been made. Therefore, viable alternatives and taking into account such effects are mandatory. This paper presents a case regarding the variability associated with firm energies' calculation by comparing

values obtained from temporal windows and the integral data series. A data stationarity analysis had also performed using a Mann-Kendall statistical test. Generally, most of the firm energies calculated with the temporal windows were lower than the value obtained with the complete series. However, the most recent windows' firm energies were higher, indicating an increasing trend due to an increasing trend in streamflow observations.
Keywords: Small Hydropower Plants; Firm Energy; Hydrological Trends.

1. INTRODUÇÃO

A garantia física (GF) é um importante parâmetro de projeto de empreendimentos para geração de energia elétrica no Brasil, sendo utilizada para avaliar a viabilidade do projeto e definir o limite máximo de energia a ser comercializada por uma determinada usina. Logo, a sua correta definição é de suma relevância para o planejamento e operação de empreendimentos com aproveitamentos hidrelétricos.

A metodologia de cálculo para pequenas centrais hidrelétricas (PCH), estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2009), considera o histórico de vazões médias mensais observadas e informações técnicas relacionadas às usinas. Contudo, discussões estão sendo realizadas quanto a este método e se o mesmo é o mais apropriado para este fim, pois alguns empreendimentos não conseguem atender à GF definida, evidenciando um erro na estimação do valor após a realização dos cálculos e efetiva operação da usina. Consequentemente, tal cenário pode acarretar em prejuízos para o empreendedor e impactos negativos na segurança energética nacional.

Como o histórico fluviométrico é considerado neste tipo de análise, é necessário partir da premissa que os registros sejam estacionários, ou seja, o que foi registrado no passado se manterá no futuro, ou ainda, a média do que foi medido no passado se manterá constante com os eventos futuros. Contudo, com as alterações antrópicas e mudanças climáticas, tal presunção pode estar ameaçada, com as vazões podendo apresentar tendências de crescimento ou decrescimento.

Diante deste contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar e quantificar a variabilidade intrínseca ao procedimento de determinação de GF em PCH's, apresentando um estudo de caso em uma usina hidrelétrica com vazões que apresentam uma possível tendência de crescimento. A comparação foi realizada através de recortes temporais de 30 anos e a série em sua extensão total.

2. ÁREA DE ESTUDO

Este artigo utiliza a PCH Bela como estudo de caso. Ela está instalada no rio Chopim, que é um afluente do rio Iguaçu. Localizada próxima aos municípios do Verê e São João no estado do Paraná (25º 48' 25" S e 52º 53' 55" W), sua bacia hidrográfica possui uma área de drenagem de cerca de 6481km² (Figura 1).

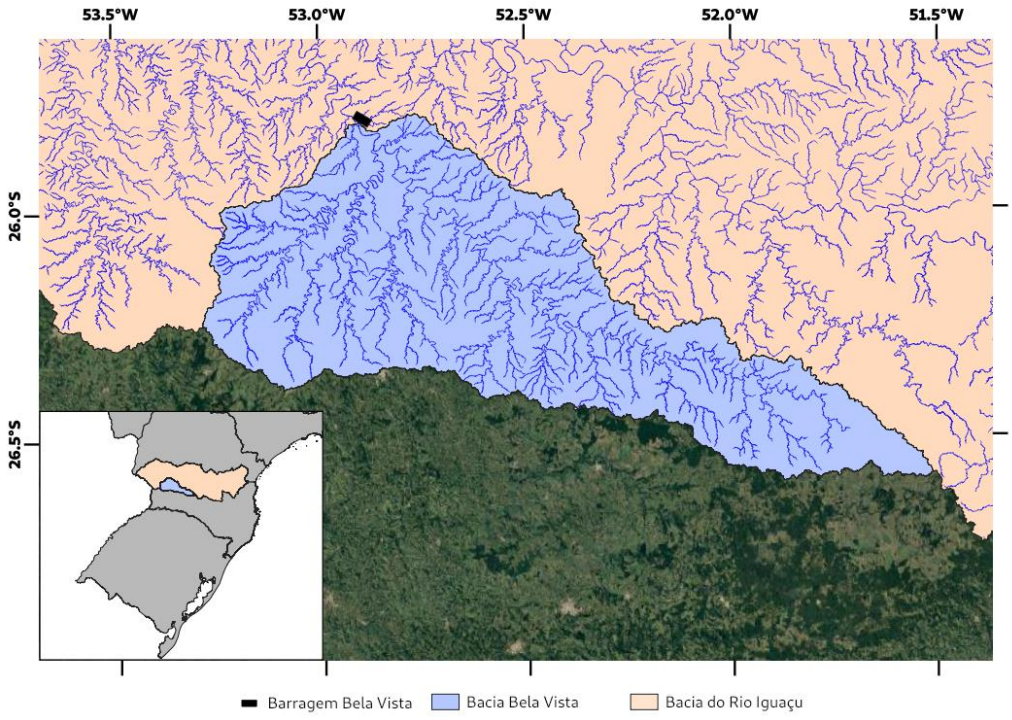


Figura 1 – Localização PCH Bela Vista

Estudos relacionados à identificação de tendências em séries hidrológicas tem ganhado destaque recentemente na literatura. Motivados por debates em relação a possíveis impactos causados por mudanças climáticas e antrópicas, assim como buscar alternativas para garantir disponibilidade e segurança hídrica, autores de diferentes locais do mundo obtiveram resultados relevantes. Trazendo para o contexto deste trabalho, resultados apontam que a região Sul do Brasil, ou mais especificamente a bacia do Rio Iguaçu, apresenta indícios significativos de não estacionariedade em dados de vazões, com uma tendência de crescimento nos registros fluviométricos (ISENSEE et. al., 2022; BARTIKO et. al., 2019; DETZEL et. al., 2011).

Logo, é de suma importância investigar este comportamento e os possíveis impactos na estimação de parâmetros relevantes para a construção de novos empreendimentos e para o próprio planejamento energético, como é o caso da GF, cuja definição depende diretamente das vazões no caso de hidrelétricas.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste trabalho, a metodologia aplicada pode ser separada em duas etapas. A primeira delas é referente à análise quanto à estacionariedade das vazões médias da PCH Bela Vista, enquanto a segunda consiste no cálculo das GF's.

Os dados utilizados no estudo foram obtidos do Despacho nº 274/2014 (ANEEL, 2014), no qual constam as informações necessárias para o cálculo da GF (Tabela 1) e a série de vazões mensais.

Tabela 1 – Caracterização PCH Bela Vista. Fonte: adaptado de ANEEL (2014).

Informação	Valor
Potência Instalada Total [MW]	29,00
Rendimento nominal por turbina (%)	92,00
Rendimento nominal por gerador (%)	96,00
Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%)	1,26
Indisponibilidade programada (%)	3,79

Perdas hidráulicas nominais (m)	0,465
Queda bruta nominal (m)	15,50
Perdas elétricas até o ponto de conexão (MW médio)	0,100
Consumo Interno (MW médio)	0,087
Vazão Remanescente do Aproveitamento [m³/s]	7,11
Vazão de Usos Consuntivos [m³/s]	0,00
Série de Vazões Médias Mensais	Janeiro/1931 a Dezembro/2002
Média de longo termo (m³/s)	183,03

3.1 Teste de Estacionariedade

Um método usual de verificar a presença ou não de tendência em uma série temporal consiste na aplicação de testes de hipótese. Dentre os existentes, destaca-se o teste não paramétrico de Mann-Kendall (MANN, 1945; KENDALL, 1975), por meio do qual busca-se identificar tendências monotônicas.

A formulação do teste permite quantificar sinais de crescimento e/ou decrescimento na série, comparando cada valor com todos os seus dados posteriores. O procedimento de cálculo se inicia com a determinação da estatística S do teste:

$$S = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^{n} sgn[z_j - z_i]$$

Onde n é a quantidade de elementos na série e $sgn[z_j - z_i]$ é descrito por:

$$sgn[z_j - z_i] = \begin{cases} 1, se\ (z_j - z_i) > 0 \\ 0, se\ (z_j - z_i) = 0 \\ -1, se\ (z_j - z_i) < 0 \end{cases}$$

Para amostras com tamanho superior a oito, a estatística S é descrita por uma distribuição normal com média $E[S] = 0$ e variância definida por:

$$Var[S] = \frac{n(n-1)(2n+5)}{18}$$

Por fim, calcula-se a estatística padronizada Z com a seguinte equação:

$$Z = f(x) = \begin{cases} \frac{S-1}{\sqrt{Var[S]}}, & se\ S > 0 \\ 0, & se\ S = 0 \\ \frac{S+1}{\sqrt{Var[S]}}, & se\ S < 0 \end{cases}$$

A hipótese nula do teste considera estacionariedade dos dados, ou seja, ausência de tendência. Logo, se $Z > Z_{1-\alpha/2}$, sendo α o nível de significância, rejeita-se a hipótese nula e assume-se presença de tendência na série em análise.

O teste foi submetido às vazões médias anuais. Considerou-se esta resolução temporal para reduzir a influência da sazonalidade e da dependência entre os dados nos resultados.

3.2 Cálculo da garantia física

A metodologia de cálculo de GF para PCH's é estabelecida pela Portaria MME nº 463/2009 (BRASIL, 2009), na qual se define a seguinte equação:

$$GF = \left(\sum_{i=1}^{n} min\{P; [Q_i - (q_r + q_u)] * 9{,}81 * (H_b - h) * \eta\} \right) * (1 - Perdas_{con})$$
$$* (1 - TEIF) * (1 - IP) * \frac{1}{1000n} - C_{int}$$

Onde:

P é a potência instalada (kW);

n é o tamanho da série;

Q_i é a vazão média do mês i (m³/s);

q_r é a vazão remanescente (m³/s);

q_u é a vazão de usos consuntivos (m³/s);

H_b é a queda bruta nominal (m);

h é a perda hidráulica nominal (m);

η é o rendimento do conjunto turbina/gerador (%);

$Perdas_{con}$ são as perdas elétricas até o ponto de conexão (%);

$TEIF$ é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%);

IP é a indisponibilidade programada (%);

C_{int} é o consumo interno (MW médios).

Com o objetivo de avaliar a variabilidade temporal da GF, calculou-se seu valor considerando a série em sua extensão total e se comparou com os obtidos através de recortes de trinta anos. O tamanho dos recortes foi definido com base na Portaria MME nº 463/2009 (BRASIL, 2009), na qual determina-se que o histórico de vazões médias mensais utilizado não deve ser inferior a trinta anos.

Conforme apresentado na Tabela 1, os dados de vazão compreendem o período entre janeiro de 1931 e dezembro de 2002, totalizando 72 anos. Logo, considerando janelas temporais de trinta anos, foi possível definir 43 janelas e calcular uma GF para cada uma destas.

Adicionalmente, desconsiderou-se a vazão de engolimento mínimo nos cálculos.

3. RESULTADOS

Inicialmente, aplicou-se o teste de Mann-Kendall no qual obteve-se uma estatística Z de 1,7063 (p-valor de 0,088), o que indica ausência de tendência nas vazões médias anuais de PCH Bela Vista sob um nível de significância de 0,05. Contudo, é importante ressaltar que, apesar de não existir tendência estatisticamente significativa, os dados apresentam indícios de crescimento com o decorrer do tempo, conforme é apresentado na Figura 2.

Além disso, o fato da amostra disponível terminar em 2002 possivelmente afetou a análise de estacionariedade, haja vista que outros estudos obtiveram resultados diferentes (DETZEL et. al., 2011; BARTIKO et. al., 2019; ISENSEE et. al., 2022), nos quais foram observadas séries de vazões não estacionárias em boa parte do Sul do Brasil, incluindo a bacia do Rio Iguaçu.

A Figura 2 apresenta a série de vazões médias anuais de PCH Bela Vista juntamente com a média de longo termo (MLT), permitindo notar uma tendência de crescimento (linha vermelha) e mais um alerta para um comportamento fluviométrico não estacionário no local, o qual poderia ser identificado e melhor investigado caso o período de registro fosse mais extenso.

Portanto, fica evidente a importância do monitoramento hidrológico para realizações de estudos hidrológicos, a fim de providenciar a maior quantidade de informação possível, permitindo conclusões mais confiáveis e que possam contribuir para uma tomada de decisão mais assertiva.

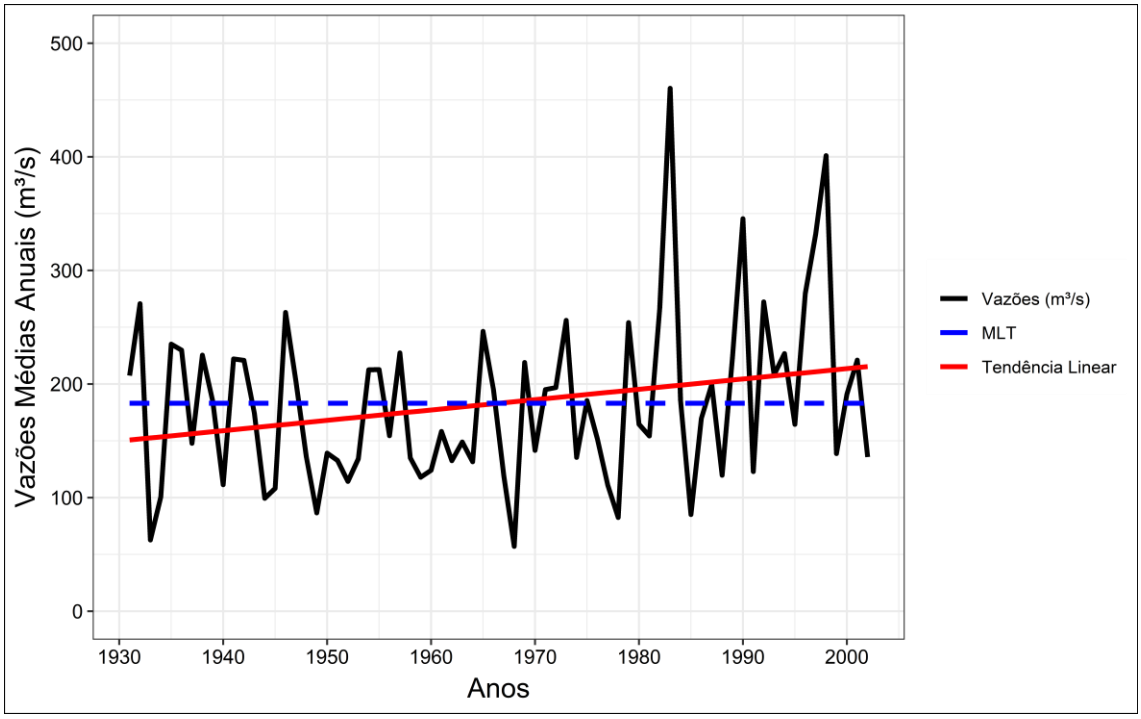


Figura 2 – Vazões médias anuais em PCH Bela Vista

Após a análise quanto à estacionariedade das vazões médias, iniciou-se o cálculo das GF's a fim de avaliar a variabilidade temporal associada ao parâmetro. Com as informações presentes na Tabela 1 e as vazões médias mensais no Despacho 274/2014 (ANEEL, 2014) obteve-se uma GF de 15,17MW médios para a série integral (janeiro/1931 a dezembro/2002). Quanto às janelas temporais, os resultados podem ser vistos na Figura 3.

Como é possível observar, o menor valor obtido foi de 13,87 MW médios no período entre 1949-1978 e o maior foi 16,33 MW médios nos anos entre 1969 e 1998, sendo uma diferença de 2,46 MW médios entre si, e um desvio de 1,3 e 1,16 MW médios da GF calculada para série integral, respectivamente.

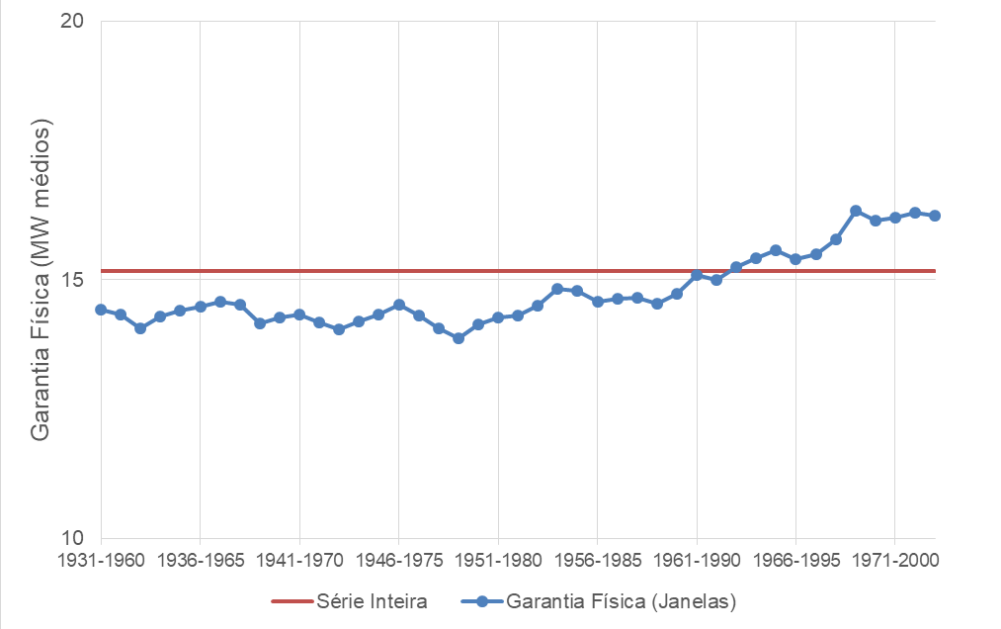


Figura 3 – Garantias físicas calculadas para PCH Bela Vista

Em relação aos desvios das GF's calculadas para as janelas de 30 anos e a série integral, identificou-se um desvio absoluto médio de 4,79% e desvios absolutos máximos e mínimos de 8,55% (anos entre 1949 e 1978) e 0,51% (período de 1961 a 1990), respectivamente.

Além disso, a média dos valores calculados para os recortes temporais foi de 14,78 MW médios, cerca de 0,39 MW médios abaixo da GF determinada

com a série em sua extensão total. Adicionalmente, das 43 janelas analisadas, 32 retornaram valores abaixo do obtido considerando o período histórico integral e as 11 restantes apresentaram valores acima.

Coincidentemente, as 11 maiores GF's foram definidas para os 11 últimos recortes do intervalo em análise, o que corrobora com a hipótese de não estacionariedade nas vazões locais, e a importância de considerar tal fenômeno para a determinação de um parâmetro de projeto tão importante como a GF, pois ao se identificar uma tendência de crescimento nas vazões, consequentemente haverá uma tendência de crescimento nas GF's.

4. CONCLUSÃO

O cálculo de GF para PCH's considera a média observada em um determinado período, que define o valor do parâmetro e a quantidade de energia a ser comercializada pelo empreendimento. Tal consideração sugere que o histórico registrado no passado será o mesmo, ou similar, no futuro.

Entretanto, com debates referentes a mudanças climáticas e alterações antrópicas em bacias hidrográficas, a atenção foi voltada para avaliar se tal premissa pode ser considerada verdadeira, haja vista que tais alterações podem influenciar diretamente nos fenômenos que ditam o comportamento hidrológico.

Portanto, este trabalho objetivou analisar a pequena central hidrelétrica Bela Vista, instalada no rio Chopim, um afluente do rio Iguaçu, cuja bacia já foi objeto de estudo de outros trabalhos que identificaram tendências de crescimentos nos registros fluviométricos da região.

Após a aplicação do teste estatístico de Mann-Kendall, observou-se inexistência de tendência estatisticamente significativa na série de vazões analisada. Contudo, a extensão do registro vai até o ano de 2002, o que pode ter influenciado os resultados do teste. Possivelmente se a série apresentasse registros até um período mais recente o teste apontaria não estacionariedade dos dados. Tal possibilidade atesta a importância de investimentos em monitoramento hidrológico e a utilização da maior quantidade de dados possível para análises no âmbito dos recursos hídricos.

Após a análise da estacionariedade, foram calculadas as GF's com a série em sua extensão total e com os recortes temporais de 30 anos, a fim de avaliar a variabilidade do parâmetro com o decorrer do tempo. O valor obtido para o período integral foi de 15,17 MW médios, sendo maior que 32 dos 43 valores obtidos através dos recortes temporais.

Quanto à variabilidade das GF's calculadas nas janelas, observou-se desvios médio e máximos absolutos de 4,79% e 8,85%, respectivamente, em relação ao parâmetro definido com a série integral. A média foi de 14,78 MW médios, 0,39 MW médios abaixo dos 15,17 MW médios obtidos com a série total. Notou-se também uma diferença de aproximadamente 2,5 MW médios entre o menor e o maior valor encontrado.

Outro fator relevante é a superioridade das GF's nas janelas mais recentes em relação ao valor obtido com a série integral, o que corrobora com resultados de outros estudos (DETZEL et. al., 2011; BARTIKO et. al., 2019; ISENSEE et. al., 2022) e alerta para uma possível tendência de crescimento das GF's em decorrência de um aumento na magnitude das vazões.

Portanto, percebe-se que há uma certa variabilidade no cálculo de GF's a depender dos períodos considerados no procedimento, chamando-se a atenção para a tendência de crescimento de vazões nos últimos anos e o consequente aumento no potencial de geração a ser observado se esse cenário se estender. De qualquer modo, é evidente a importância de se discutir esse tema e encontrar soluções viáveis e que sejam resilientes a possíveis mudanças climáticas futuras, haja vista que em um cenário onde vazões passam a ter seu comportamento alterado, a geração hidrelétrica é diretamente impactada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Despacho nº 274, de 5 de fevereiro de 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2014274ti.pdf>. Acesso em: 14 mai. 2022.

BARTIKO, D.; OLIVEIRA, D. Y.; BONUMÁ, N. B.; CHAFFE, P. L. B. Spatial and seasonal patterns of flood change across Brazil. Hydrological Sciences Journal, v. 64, n. 9, p. 1071-1079, 2019.

BRASIL. Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=217616>. Acesso em: 14 mai. 2022.

DETZEL, D. H. M.; BESSA, M. R.; VALLEJOS, C. A. V.; SANTOS, A. B.; THOMSEN, L. S.; MINE, M. R. M.; BLOOT, M. L.; ESTRÓCIO, J. P. Estacionariedade das Afluências às Usinas Hidrelétricas Brasileiras. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 16, n. 3, p. 95-111, 2011.

ISENSEE, L. J.; DETZEL, D. H. M.; PINHEIRO, A.; PIAZZA, G. A. Extreme streamflow time series analysis: trends, record length, and persistence. Journal of Applied Water Engineering and Research, 2022.

KENDALL, M. G. Rank Correlation Methods, 4. ed. Londres: Charles Griffin, 1975.

MANN, H.B. Non-parametric tests against trend. Econometrica, v. 13, n. 3, p. 245–259, 1945.

VEÍCULOS ELÉTRICOS: ANÁLISE COMPARATIVA DE POLÍTICAS DE INCENTIVO AO DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Marcia Cassitas Hino[1], Nicolas Lazzaretti Berhorst[1], Ivana Emy Iwamura[2], Breno Carneiro Pinheiro[1], Luciane Neves Canha[3], Zeno Luiz Iensen Nadal[4], Rodrigo Braun dos Santos[5]

CIBiogás[1]; Universidade Federal do Paraná[2]; Universidade Federal de Santa Maria[3]; SENAI[4]; COPEL[5]

RESUMO

A pesquisa visa analisar as medidas tomadas para desenvolver e estabelecer o mercado de veículos elétricos com base no entendimento que desenvolver e estabelecer um mercado requer um sistema maduro de políticas, leis e regulações. A metodologia aplicada no trabalho foi de análise documental de pesquisa qualitativa com base em documentos sobre cada um dos países analisados. Os resultados mostram que diferentes países traçaram diferentes caminhos para alcançar seus objetivos. As políticas públicas foram centradas em investimentos em infraestrutura de carregamento, cujo desenvolvimento lento é explicado por sua ligação direta com os mercados de geração e distribuição de energia. Os investimentos na cadeia de produção foram focados na eficiência energética, apoiados por medidas fiscais e isenções tributárias. Subsídios para compras de veículos elétricos pelos consumidores foram utilizados para aumentar o consumo. O cenário nos países com economias em desenvolvimento difere principalmente em relação à cadeia de produção dos veículos elétricos, à falta de subsídios para o consumidor, e à necessidade de apoiar a importação de veículos para permitir o desenvolvimento do mercado. Os países com elevada pegada de carbono estão usando o mercado de veículos eletrônicos como um forte incentivo e estratégia para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e descarbonizar o setor de transportes.

Palavras-chave: Veículo Elétrico; Análise Comparativa; Legislação; Incentivos; Perspectiva Multinível.

ABSTRACT

The research analyzes the steps taken to develop and establish the electric vehicle market based on the understanding that developing and establishing a market requires a mature system of policies, laws, and regulations. The methodology applied in the work was document analysis of qualitative research based on documents about each of the countries analyzed. The results show that different countries have taken different paths to achieve their goals. Public policies have focused on investments in charging infrastructure, whose slow development is explained by its direct link to the power generation and distribution markets. Investments in the production chain were focused on energy efficiency, supported by fiscal measures and tax exemptions. Subsidies for consumer purchases of electric vehicles have been used to increase consumption. The scenario in countries with developing economies differs mainly with regard to the production chain for electric vehicles, the lack of consumer subsidies, and the need to support vehicle imports to enable market development. Countries with a high carbon footprint are using the EV market as a strong incentive and strategy to reduce greenhouse gas emissions and decarbonize the transportation sector.

Keywords: Electric Vehicle; Comparative Analysis; Legislation; Incentives; Multilevel Perspective.

1. INTRODUÇÃO

Na última década o crescimento do mercado de veículos elétricos (VEs) foi expressivo, atingindo a marca de 10 milhões de VEs circulando no mundo (IEA, 2021b), e com uma previsão de crescimento de 56 milhões de VEs em circulação em 2040 (BNEF, 2020). Apesar da pandemia do Covid-19 ter afetado significativamente o mercado automobilístico, a participação nas vendas globais de VEs aumentou em 70% (IEA, 2021b).

Pela primeira vez no contexto do mercado de VEs, a União Europeia registrou um maior número de vendas de VEs (1,4 milhões) em relação à China (1,2 milhões). Em 2020, foram registrados cerca de 3 milhões de VEs a nível

global. O crescimento do mercado de VEs no último ano se dá por diversos fatores, não somente em relação às pressões de descarbonização, mas também devido a políticas de governos com o intuito de incentivar a compra de VEs e sua produção (IEA, 2021b).

O objetivo deste trabalho é analisar as medidas tomadas para desenvolvimento e estabelecimento do mercado de VEs, contemplando desde a sua cadeia produtiva até o consumidor final. A importância desse trabalho está em observar a existência de um movimento único global em relação ao desenvolvimento do mercado de VEs, e a existência de particularidades entre os países no que tange ao desenvolvimento da mobilidade elétrica..

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Os impactos das mudanças climáticas, resultantes de uma atividade econômica desacoplada entre o capitalismo industrial, globalizado e o meio ambiente, exigiram novos métodos e adequações operacionais na busca pela neutralidade de carbono (GRIFFITHS & SOVACOOL, 2020). Com a criação de um mercado de carbono (COKOIANU et al., 2020) e o surgimento de novas tecnologias e políticas de incentivo para aproveitamento de recursos renováveis (SKJÆRSETH, 2021), novos caminhos começam a ser trilhados rumo à sustentabilidade.

O setor de transporte destaca-se nesse processo de transição sobretudo pelos seguintes fatores: i) responder por 24% das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE) (IEA, 2020); ii) ser um segmento da indústria altamente inovador e tecnológico; e iii) impactar uma ampla cadeia de insumos e de serviços. Estudos indicam que a poluição do ar, gerada a partir do setor de transporte, contribui com o aumento do risco de morte, principalmente relacionado a problemas cardiopulmonares, e também aumenta o risco de problemas respiratórios (BREUER et al., 2021). O movimento de eletrificação dos transportes com veículos híbridos (HEVs), veículos com baterias (BEVs) entre outros é um exemplo de como a sociedade poderá migrar para uma economia sustentável de baixo carbono.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020), as políticas voltadas para a descarbonização são os maiores propulsores da migração das frotas de veículos para a matriz elétrica até 2050. Todavia outras ações políticas são importantes para favorecer o crescimento do mercado, como definição dos padrões do veículo e do carregador e medidas complementares de incentivos (IEA, 2021a).

Os investimentos em infraestrutura necessários para sustentar o desenvolvimento da mobilidade elétrica estendem-se para além da disponibilização de eletropostos, eletrovias e padronização de equipamentos. Eles atingem sobremaneira o sistema elétrico, cujos desafios concentram-se em adequar a infraestrutura da rede de distribuição aos picos de consumo ao longo do dia e aperfeiçoar a regulação para acomodar um mercado de energia dinâmico e descentralizado (ALIZADEH et al., 2019). Em paralelo a isso, atende a crescente demanda energética, assegurando a participação e ampliação das fontes renováveis de energia.

A Agência Internacional de Energia destaca a importância do gerenciamento de carregamento de VEs de modo a incentivar o carregamento em períodos de baixa demanda de eletricidade ou alta geração de eletricidade baseada em energias renováveis (IEA, 2021b).

Entendendo o papel central das políticas públicas no desenvolvimento de novas tecnologias, a temática das *Transformative Innovation Policy* (TIPs) surgiu à época do Acordo de Paris em 2015, como respostas aos apelos por novas políticas de inovação que permitissem a transição global da redução das emissões de carbono (DIERCKS et al., 2019). Segundo Fagerberg (2018), as TIPs possuem um papel fundamental na transformação do sistema. Seu desenvolvimento ao longo do tempo ocorre por meio da interação entre atores econômicos centrais.

Salienta-se a necessidade em repensar o sistema de políticas de inovação, uma vez que o mundo se encontra em uma transformação profunda devido aos caminhos atuais insustentáveis de prover alimento, energia, mobilidade, saúde e água, seguido pela abordagem tradicional da tecnologia

(SCHOT & STEINMUELLER, 2018). Segundo os autores, o desenvolvimento das TIPs se dá em três níveis: i) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e regulamentação; ii) sistemas nacionais de inovação e empreendedorismo; e iv) as próprias TIPs.

O nível de paisagem está relacionado ao ambiente que clama por inovações, as quais podem seguir diversos caminhos diferentes dependendo dos fatores que a influenciam sejam eles de mudança lenta, de longo prazo ou rápida (GRIN et al., 2010), formando um amplo ambiente livre da influência dos atores de regime e nicho (SCHOT & STEIENMUELLER, 2018).

O nível de regime refere-se à ação social realizada pelos diversos atores de um sistema sociotécnico que interagem entre si por meio da organização em redes e da mútua dependência, gerando grupos sociais de cientistas, usuários, governantes, e demais grupos de interesse (GRIN et al., 2010). Podem ser entendidos como regras, políticas, rotinas e práticas dominantes que mantém o regime estável, formando os elementos estruturais sob os quais as inovações se baseiam (SCHOT & STEIENMUELLER, 2018).

O nível de nicho representa os locais em que essencialmente ocorrem os projetos experimentais de inovação tecnológica que serão analisados e testados em um ambiente normalmente protegido (GRIN et al., 2010) das forças inerciais ou defensivas do regime dominante (LEPOUTRE & OGUNTOYE, 2018). São nesses locais que as inovações radicais emergem, sem estarem excessivamente expostas às influências do regime (HASSINK et al., 2018).

Inovações podem permanecer nos nichos por longo tempo já que elas podem levar décadas para serem assimiladas pelo regime ou serem incompatíveis com ele, além de enfrentarem atores que atuem contrariamente a essas mudanças (GRIN et al., 2010).

As TIPs possuem um papel fundamental para o desenvolvimento da mobilidade elétrica, sendo necessário levar em conta a cadeia como um todo. É importante que essas políticas promovam uma mudança estrutural no sistema, sendo aplicadas desde a importação de produtos, apoio para o desenvolvimento

de infraestrutura, até aos incentivos para os usuários de VEs (SCHOT & STEIENMUELLER, 2018).

Assim, este estudo dedica-se a estudar a estrutura regulatória do uso de VEs que ocorre no regime como resposta às pressões globais por energia limpa e outros fatores.

3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este artigo faz uso da análise documental como um método de pesquisa qualitativa (BOWEN, 2009), tendo como origem das informações as legislações, os regulamentos e os projetos de lei publicados com efeito principal ou colateral de desenvolvimento do mercado de veículos elétricos (VEs) nos países: Alemanha, Brasil, China, Estados Unidos, Noruega, Países Baixos e Suécia. O estudo também faz uso da análise comparativa *cross-national.* No contexto deste estudo, a perspectiva de análise *cross-national* é utilizada para identificar padrões comuns de comportamento de desenvolvimento do mercado de VEs e comportamentos específicos de alguns países.

As informações foram levantadas majoritariamente de agências internacionais de energia e de transporte, de sites do governo e de bases de dados de legislação dos países analisados. As dimensões de agrupamento da análise da dimensionalidade não foram pré-definidas, mas emergiram do processo de análise dos documentos. A análise reuniu 44 temas consolidados em 8 dimensões, conforme detalhado na Tabela 1. Esse processo seguiu orientações de Gioia *et al.* (1994).

Tabela 1 – Dimensões de análise

Dimensões	Temas
Cadeia de produção	Eficiência energética, Incentivo fiscal/tributário, Inspeção, Novas tecnologias, Requisitos de qualidade, Requisitos de VEs, Segurança, Subsídio para fabricação, Volume de produção, Importação componentes

Consumidor	Incentivo fiscal/tributário, Subsídio
Economia circular	Baterias, Carro usado
Energia elétrica	Gestão de preço da energia, Incentivo fiscal, Melhora do serviço, Normatiza atividade de revenda
Energia limpa	Categorização conforme emissões, Direcionamento à transição, Investimento, Redução de emissões
Estratégia de mercado	Aceleração desenvolvimento de VEs, Adm de novas empresas de VEs, Concorrência, Diversificação modelos cobrança, Estímulo indústria (V2G), Estímulo mercado internacional, Plataforma multiagente (compartilhamento de informações), Popularização do VEs, Promoção uso pelo setor público, Importação
Infra de carregamento	Diretriz de qualidade, Eficiência energética, Especificação, Expansão, Incentivo fiscal, Inspeção, Investimento, Localização, Segurança
P&D	Desenvolvimento competências, Eficiência energética, Inovação tecnológica, Unidade demonstração

3.1 Brasil

Em 2016 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou um amplo debate resultando na resolução normativa n° 819/2018, a qual estabelece os procedimentos e condições para realização de atividades de recarga de VEs. No mesmo ano, o governo instaurou o Programa Rota 2030 - Mobilidade e Logística, objetivando apoiar a mobilidade elétrica no que se refere à competitividade, inovação, segurança veicular, proteção ao meio ambiente e eficiência energética. Desde então, a ANEEL vem trazendo um recorte específico para a mobilidade elétrica, com a aprovação de 30 projetos, totalizando mais de BRL 463 milhões em investimentos na área. Na busca pelo desenvolvimento do setor, percebe-se um forte apelo por incentivo fiscal e tributário e a busca por infraestrutura de recarga com iniciativas de

implementação de pontos de carregamento desde 2012 (ANEEL, 2018). Em 2021, a ANEEL publicou a Resolução 1.000/2021, que trata dos direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica, além de tocar também nas regras para distribuição de energia elétrica. Sobre VEs, a Resolução discorre sobre a instalação e funcionamento de estações de carregamento.

3.2 China

Com mais de 300 milhões de veículos motorizados no país, o setor de transporte representa uma fonte importante de emissão de GEE, poluição do ar e impacto ambiental. Por essa razão é possível evidenciar a dedicação do país na constante regulamentação para desenvolvimento sustentável do setor, e consultado a população nas decisões a serem tomadas. O governo chinês possui foco em padrões de eficiência de combustível. Esses padrões foram promulgados pela primeira vez em 2005 e vêm sendo reforçados a cada poucos anos desde então (CHINA POWER, 2020).

3.3 Estados Unidos

Os EUA iniciou mais precocemente o movimento para o desenvolvimento da mobilidade elétrica no país, com início em 1990. Há uma clara divisão entre a evolução regulatória do estado da Califórnia, em relação aos demais estados do país norte-americano. Essa é uma das razões pelas quais o desenvolvimento da tecnologia de VEs e a produção de energia renovável é mais evoluída na Califórnia que nos demais estados dos EUA. Com incentivos financeiros e estratégicos, em 2014, o mercado de VEs já possuía 36 modelos de veículos híbridos e mais 23 modelos de plug-in elétrico, provendo diversas opções para os consumidores (MATULKA, 2014).

3.4 Europa

Os países europeus escolhidos pela referência e histórico do setor de VEs foram Alemanha, Países Baixos, Noruega e Suécia. Estes países têm como

denominador comum o longo histórico de atenção, suporte e incentivos diretos ao desenvolvimento elétrico no país.

Segundo o IEA (2017), a Alemanha tem uma matriz elétrica concentrada 45% em carvão, 16% em biomassa e 15% gás natural; os Países Baixos, por sua vez, divide-se em 45% gás natural, 31% carvão e 11% biomassa; a Noruega conta com 91% da energia gerada por hidroelétricas e 4% de biomassa; e na Suécia a matriz elétrica é concentrada em 55% energia nuclear, 19% biomassa e 18% hidroelétrica. Nesses países predomina um setor elétrico fortemente regulado com presença de empresas mistas (privadas e públicas) .

A Alemanha apresentou políticas para o desenvolvimento geral e contínuo da cadeia de VEs, enquanto a Noruega teve uma abordagem voltada para o desenvolvimento da infraestrutura de carregamento do país. Quanto aos Países Baixos, as regulamentações foram mais voltadas para o consumidor possuir benefícios ao adquirir VEs. E a Suécia optou pela criação de políticas que favorecessem a cadeia de suprimentos dos VEs (IEA, 2020; 2021a; 2021b).

4. ANÁLISE DAS POLÍTICAS PÚBLICAS

4.1 Análise por concentração de temas

Alemanha e Países Baixos concentraram suas políticas em ações para o consumidor e em infraestrutura de carregamento. O Brasil tem o foco de suas políticas na cadeia de produção e na infraestrutura de carregamento. O foco dos Estados Unidos foi em políticas de energia limpa. A China já direcionou suas políticas e legislação para a cadeia de produção, estratégias de desenvolvimento de mercado e infraestrutura de carregamento. Na Suécia, as legislações tratam principalmente de ações na cadeia de produção de VEs. A infraestrutura de carregamento é o principal foco na Noruega.

Questões de economia circular, tal como a reciclagem de baterias, e eficiência energética dos VEs foram os pontos menos abordados em todos os países analisados, com destaque para a China, que foi o único país a emitir legislações sobre esses dois fatores. A baixa representatividade também é identificada em questões de energia elétrica e P&D.

4.2 Análise por conceito

Na Alemanha não foi identificado nenhuma legislação de incentivo à cadeia de produção. Contudo, para os EUA, Brasil e Países Baixos as principais legislações da cadeia de produção dizem respeito à implementação de incentivos fiscais e tributários. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), incentivos são fortes complementos que favorecem o desenvolvimento do mercado de VEs (IEA, 2021a). Regulamentações de eficiência energética junto à cadeia de produção de VEs se destacam na China e Suécia. Subsídios para a cadeia de produção foram pontos de atenção nos EUA e Noruega, e aparecem de forma mais presente somente na China.

Na dimensão de consumidor, Brasil e Noruega focam em incentivos para os consumidores na aquisição de VEs, enquanto os outros países se dedicam a subsídios para que os consumidores possam fazer a aquisição de VEs. Somente legislações da China demonstraram preocupação com economia circular, englobando ações de pós-venda no que se refere ao descarte de baterias e em restrições de revenda de carros usados.

Existe a preocupação com energia elétrica para o mercado de VEs. Legislações da Alemanha, China e Países Baixos que tratam energia elétrica são majoritariamente para definir parâmetros para gestão do preço da energia de recarga, mas esta não é uma preocupação dos EUA, Noruega e Suécia. Fica em evidência a ausência de legislação para gerenciamento de recarga de VEs, conforme indicado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2021b).

Segundo o IEA (2021a), a redução da emissão de GEE lidera entre as políticas que estimulam a migração para a mobilidade elétrica . Com exceção dos Países Baixos, todos os países analisados apresentaram legislações incentivando o uso de energia limpa, sendo que os EUA se destacam nessa dimensão por emitirem mais de 50% das legislações que tratam esse assunto entre os países e documentos analisados. Identificou-se que os carros são classificados conforme o volume de emissão de dióxido de carbono (CO_2) nos EUA e China, sendo atribuídas ações de redução na emissão desses gases,

mas não com impacto em impostos. Também foi identificado o direcionamento a descarbonização do setor.

Em relação às legislações que lidam com estratégia de mercado, o Brasil e a Noruega investem em importação de VEs, enquanto a Alemanha promove o uso pelo setor público, e os outros países atuam para popularizar o modal elétrico por meio da facilitação de acesso a VEs pela população. Entre as legislações analisadas, não se identificou na Suécia legislação para essa dimensão. A estratégia em destaque na Alemanha é indicada pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2021b) como importante para favorecer o desenvolvimento do mercado. Estimular o uso de VEs em frotas de ônibus e veículos municipais dá suporte para que o mercado de VEs se estruture e se desenvolva.

Dentre os países analisados, 5 entre os 7 direcionam suas legislações sobre infraestrutura de carregamento para ações de expansão, contemplando itens tais como: requisitos mínimos de uma estação de carregamento; localização; diretrizes de qualidade; e necessidade de inspeção (IEA, 2021a). A Suécia e Alemanha se diferenciam desse comportamento por potencializar políticas de direcionamento de investimentos para expansão da infraestrutura de carregamento no país. Políticas de expansão devem focar em nichos de mercado que potencializam os investimentos na área (LEIBOWICZ, 2018).

Não foram identificadas legislações de incentivo à P&D na Noruega e Suécia. A Alemanha usa P&D para desenvolvimento de competências e estímulo ao uso de unidades de demonstração, enquanto os países restantes direcionam as legislações para P&D como incentivo à inovação tecnológica do setor.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo analisou o desenvolvimento e estabelecimento do mercado de VEs a partir da perspectiva de políticas, leis e regulamentações. Sete países foram selecionados para investigação, sendo majoritariamente países onde o mercado de VEs está bastante avançado. Considerou-se também a análise do

Brasil, um país com economia em desenvolvimento, buscando poder identificar padrões que estavam associados a economias já estabelecidas.

Foi possível observar a constância na regulamentação do setor, com exceção do ano 2020, que foi um ano atípico para o desenvolvimento e a regulamentação do setor de VEs em todos os países estudados devido à pandemia Covid-19; e do ano 2017 para o Brasil, o qual foi marcado por um cenário de forte instabilidade política e recessão econômica no país, influenciado a quantidade, ou ausência, de iniciativas.

Ainda assim, o estudo revelou que as políticas públicas implementadas pelos países analisados estão alinhadas com o que é preconizado pelos pesquisadores (LEIBOWICZ, 2018), que é investir em infraestrutura de carregamento ex-ante à frota. Observou-se que os países que investem na cadeia de produção têm como principal foco a eficiência energética, respaldados por políticas de desoneração fiscal e tributária.

Políticas de subsídios para aquisição de VEs por consumidores surgem para fortalecer a indústria por meio do aumento do consumo. Destaca-se que os únicos países que não apresentaram políticas para esse item foram o Brasil e a Noruega. O primeiro, por se tratar de um país ainda em desenvolvimento que não dispõe de recurso financeiro incentivado para esse fim, e o segundo, de maneira oposta, trata-se de um país amplamente desenvolvido, onde seus consumidores não necessitam de subsídio como forma de incentivo para aquisição de VEs.

O estudo observa pontos em comum nas diretrizes dos países em relação ao desenvolvimento do setor de energia elétrica, com a preocupação de não gerar sobrecarga da rede em horários de pico de consumo. Países que precisam equilibrar sua pegada de carbono, fazem uso do mercado de VEs como forte apelo e estratégia para a redução de emissões de GEE e descarbonização do setor de transportes.

A demanda de inovação tecnológica é o que mais impacta a área de P&D, demonstrando que esse mercado ainda está em desenvolvimento em todos os países. A combinação de leis e políticas nacionais, regionais e

municipais, bem como a conversão da frota pública de veículos, também se destacam nesse cenário. O cenário em países com economia em desenvolvimento se diferencia, principalmente, pela preocupação com a cadeia de produção de VEs, pela ausência de subsídios para o consumidor e pela necessidade de apoio à importação de veículos.

Ao identificar padrões de comportamento na esfera legal e política do setor, o estudo revelou formulações de políticas públicas e verificou boas práticas de desenvolvimento do setor, que propiciam maior assertividade e agilidade para gestores públicos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALIZADEH, M., WAI, H. T., GOLDSMITH, A., & SCAGLIONE, A. Retail and wholesale electricity pricing considering electric vehicle mobility, 2019. *Ieee transactions on control of network systems*, *6*(1), 249-260. Acesso em: 30/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1109/tcns.2018.2809960;

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Regulamentação de recargas de veículos elétricos, 2018. Acesso em: 28/08/2021. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/estacoes-de-recarga-de-veiculos-eletricos;

BNEF. Bloomberg new energy finance. Electric Vehicle Outlook 2020, 2020 Acesso em: 24/07/2021. Disponível em: https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook;

BOWEN, G. A. Document analysis as a qualitative research method, 2009. *Qualitative ResearchJjournal*, 9(2), 27-40. Acesso em: 26/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.3316/qrj0902027;

BREUER, J. B., SAMSUN, R. C., STOLTEN D., PETERS, R. How to reduce the greenhouse gas emissions and air pollution caused by light and heavy duty vehicles with battery-electric, fuel cell-electric and catenary trucks, 2021. *Environmet International*, 152, 106474. Acesso em: 08/08/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.envint.2021.106474;

CHINA POWER. *How is China managing its greenhouse gas emissions?* 2020. Acesso em: 25/07/2021. Disponível em: https://chinapower.csis.org/china-greenhouse-gas-emissions/;

COKOIANU, T. F., CLARK, G. L., HOEPNER, A. G., VENERI, P., & WÓJCIK, D. Entrepreneurs for a low carbon world: how environmental knowledge and policy shape the creation and financing of green start-ups, 2020. *Research Policy*, *49*(6), 103988. Acesso em: 25/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.respol.2020.103988;

DIERCKS, G., LARSEN, H., & STEWARD, F. Transformative innovation policy: addressing variety in an emerging policy paradigm, 2019. *Research Policy*, *48*(4), 880-894. Acesso em: 27/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.respol.2018.10.028;

FAGERBERG, J. Mobilizing innovation for sustainability transitions: a comment on transformative innovation policy, 2018. *Research Policy*, *47*(9), 1568-1576. Acesso em: 25/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.respol.2018.08.012;

GIOIA, D. A., THOMAS, J. B., CLARK, S. M., & CHITTIPEDDI, K. Symbolism and strategic change in academia: the dynamics of sensemaking and influence, 1994. *Organization Science*, *5*(3), 363-383. Acesso em: 25/07/2021. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1287/orsc.5.3.363;

GRIFFITHS, S., & SOVACOOL, B. K. Rethinking the future low-carbon city: carbon neutrality, green design, and sustainability tensions in the making of Masdar city, 2020. *Energy Research & Social Science*, *62*, 101368. Acesso em: 26/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101368;

GRIN, J., ROTMANS, J., & SCHOT, j. *Transitions to sustainable development: new directions in the study of long term transformative change*, 2010. London: Routledge.

IEA. International energy agency. *Energy balance. Sankey diagram 2017*, 2017. Acesso em: 22/06/2021. Disponível em: https://www.iea.org/sankey/#?c=world&s=balance;

IEA. International energy agency. *Tracking transport 2020*, 2020. Acesso em: 22/06/2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2020;

IEA. International energy agency. *Global EV policy explorer 2021*, 2021a. Acesso em: 22/06/2021. Disponível em: https://www.iea.org/articles/global-ev-policy-explorer;

IEA. International energy agency. *Global EV outlook 2021*, 2021b. Acesso em: 22/06/2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021;

LEIBOWICZ, B. D. Policy recommendations for a transition to sustainable mobility based on historical diffusion dynamics of transport systems, 2018. *Energy policy*, *119*, 357-366. Acesso em: 07/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.066;

LEPOUTRE, J., & OGUNTOYE, A. The (non-) emergence of mobile money systems in sub-saharan africa: a comparative multilevel perspective of kenya and nigeria, 2018. *Technological forecasting and social change*, *131*, 262-275. Acesso em: 27/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.11.010;

MATULKA, R. The history of the electric car, 2014. *Department of energy: Washington, dc, USA*. Acesso em: 20/07/2021. Disponível em: https://www.energy.gov/articles/history-electric-car;

SCHOT, J., & STEINMUELLER, W. E. Three frames for innovation policy: R&D, systems of innovation and transformative change, 2018. *Research Policy*, *47*(9), 1554-1567. Acesso em: 27/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.respol.2018.08.011;

SKJÆRSETH, J. B. Towards a European green deal: the evolution of EU climate and energy policy mixes, 2021. *International environmental agreements:*

politics, law and economics, *21*(1), 25-41. Acesso em: 27/07/2021. Disponível em: https://doi.org/10.1007/s10784-021-09529-4.

VIABILIDADE ECONÔMICA DA DESMOBILIZAÇÃO DE UMA TERMOELÉTRICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL EM TÉRMINO DE CONTRATO DE CONCESSÃO NO NORDESTE DO BRASIL

Amadeu Junior da Silva Fonseca[1]; Luiz Moreira Coelho Junior[1]; Victor Hugo Ribeiro dos Santos[2]; Renato Barros Pinheiro[3]; Wilton Lima Souza[3]

[1]Universidade Federal da Paraíba; [2]Thymos Consultoria; [3]EPASA Centrais Elétricas da Paraíba

RESUMO

Este artigo analisou a viabilidade econômica da desmobilização para uma termoelétrica a óleo combustível em término de contrato de concessão no nordeste brasileiro. Para execução do plano de desmobilização foram formados quatro grupos: ativos; ambientais; financeiros e tributários; e demandas jurídicas. Os métodos de avaliação econômica de projetos foram o Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Os principais resultados mostraram a projeção de quatro cenários para a desmobilização, o pessimista com o "Cenário A" (R$ 56,95 milhões); seguido "Cenário B" (R$ 83,73 milhões) e "Cenário C" (R$ 99,77 Milhões) até o mais otimista com o "Cenário D" (R$ 125,97 milhões). Nos custos da desmobilização dos ativos foram o imobilizado (48,46%) e o estoque (7,04%) da usina, revertendo possíveis prejuízos no término do contrato. Os indicadores econômicos da desmobilização mostraram para o "Cenário A" um VPL de R$ 194,451 milhões e TIR 15,30% a.a.; para o Cenário B com R$ 199,522 milhões e TIR 15,37% a.a., para o Cenário C 202,150 e TIR 15,41% e Cenário D" mais otimista com R$ 206,499 milhões e TIR 15,47% a.a. Conclui-se que o VPL positivo na desmobilização para todos cenários, mas o cenário B foi o mais aceitável às condições de mercado.

Palavras-chave: Energia; Descomissionamento; Investimento.

ABSTRACT

This paper analyzed the economic feasibility of demobilizing a fuel oil thermoelectric plant at the end of a concession contract in northeastern Brazil.

To execute the demobilization plan, four groups were formed: active; environmental; financial and tax; and legal demands. The methods of economic evaluation of projects were the Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). The main results showed the projection of four scenarios for demobilization, the pessimistic with “Scenario A” (R$ 56.95 million); followed by “Scenario B” (R$83.73 million) and “Scenario C” (R$99.77 million) to the most optimistic with “Scenario D” (R$125.97 million). In the costs of asset decommissioning were fixed assets (48.46%) and stock (7.04%) of the plant, reversing possible losses at the end of the contract. The economic indicators of the demobilization showed for “Scenario A” an NPV of R$ 194.451 million and an IRR of 15.30% p.a.; for Scenario B with R$ 199.522 million and IRR 15.37% p.a., for Scenario C 202.150 and IRR 15.41% and Scenario D” more optimistic with R$ 206.499 million and IRR 15.47% p.a. It is concluded that the positive NPV in the demobilization for all scenarios, but scenario B was the most acceptable to market conditions.
Keywords: Energy; Decommissioning; Investment.

1. INTRODUÇÃO

Com a crescente preocupação sobre a dependência e problemas pelo uso dos combustíveis fósseis ao meio ambiente, observa-se novas formas de produzir e consumir energia (MALEK et al., 2017). Há um esforço para desenvolver alternativas para suprimento energético, com o mínimo de externalidades. Essa visão internacional e nacional afeta diretamente os agentes que operam fazendo uso de fontes poluentes, as usinas termoelétricas. Para International Atomic Energy Agency (IAEA), as usinas de combustíveis fosseis estão no final de ciclos operacionais e em um futuro próximo, enfrentarão o desligamento permanente (INVERNIZZI et al., 2019).

No Brasil, a participação das termoelétricas no total de geração vem caindo nos últimos anos, principalmente, as fontes derivadas de petróleo. Entre as fontes de geração termoelétrica (gás natural, biomassa, nuclear e carvão) que apresentaram crescimento, os derivados do petróleo caíram de 14,6% em 2010,

para 7,8% em 2020. Com expressiva redução das fontes derivadas de petróleo de 2018 a 2019, e crescimento em geração elétrica das outras fontes térmicas, como o gás natural, a biomassa, nuclear, carvão e derivados. No período a redução em GWh caiu de 9.293 para 6.926, representando queda de 25,5%. (EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICA - EPE, 2020).

No cenário nacional, há uma tendência e visão estratégica para redução das usinas termoelétricas com uso de fontes derivadas do petróleo, sem a continuidade dos contratos de concessão, restando planejar a desmobilização de seus ativos. Para análise de viabilidade econômica, esses ativos devem superar os custos de todo processo de fechamento da usina. A desmobilização é a fase final do ciclo de vida de uma usina ou indústria. O processo leva em consideração as instalações, a localização, o investimento inicial, a construção e toda operação do empreendimento (NUCLEAR ENERGY AGENCY - NEA, 2003). A tomada de decisão para desmobilizar, é inevitável ter um período com fluxo de caixa negativo impedindo qualquer geração de receita (PARENTE et. al., 2006). Os altos custos com a desmobilização trazem uma série de consequências econômicas e socioambientais (NATIONAL AUDIT OFFICE - NAO, 2019; INVERNIZZI et al. 2019).

Atualmente, existem diversos relatórios e experiências de desmobilização em vários setores. Petróleo, gás, usinas nucleares, energia eólica, solar, mineração, entre outros (MARTINS et al., 2020). As características em comum dos projetos de desmobilização geralmente envolvem, por exemplo, grandes volumes de investimentos, impactos ambientais, econômicos, sociais e projetos de infraestrutura. Estes, oferecem uma visão estratégica para desmobilização de usinas termoelétricas a óleo, tema escasso dentro da literatura nacional e internacional.

No mundo vários países têm buscado reforçar as leis e práticas com projetos de desmobilizações. A Holanda incluiu um plano mestre de desmobilização com princípios da econômica circular (ENERGIE BEHEER NEDERLAND - EBN, 2016). No Reino Unido os planos de desmobilização integram novas infraestruturas de energias renováveis (DEPARTMENT FOR

BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY - BEIS, 2019). Os desafios são enormes, Mignacca, Locatelli e Velenturf (2020), afirmam que os projetos para geração de energia como usinas nucleares, barragens, ou carvão são estruturas feitas sob medidas tornando o processo de desmobilização extremamente complexos e difícil de monitorar. Os poucos trabalhos se concentram nos recentes fechamentos de usinas a carvão, óleo, e gás natural. Nas próximas décadas, a solar e a eólica enfrentarão desmobilizações devido aos ciclos de vida útil (RAIMI, 2017).

No Brasil, a falta de políticas específicas sobre desmobilização das termoelétricas deixa o ambiente com incertezas para um futuro próximo que será inevitável. Este artigo analisou a viabilidade econômica da desmobilização para uma termoelétrica a óleo combustível em término de contrato de concessão no nordeste brasileiro.

2. MATERIAL E MÉTODOS

2.1 Objeto de Estudo

O estudo foi realizado em uma central elétrica constituída por duas Unidades Termoelétricas - UTEs, movidas a óleo combustível, no nordeste brasileiro. Localizada João Pessoa - PB possui uma Potência instalada de 342 MW, em um terreno com 800 mil m², e quatro acionistas com as seguintes participações: 53,34%, 41,66%, 2,46% e 2,53%.

2.2. Plano de desmobilização

A Figura 1 apresenta o plano de desmobilização após o término de contrato da termoelétrica. O plano de desmobilização foi previsto para o final de 2024, foram formados quatro grupos para melhor análise de cenários: os ativos (imóveis, estoques e imobilizados); custos ambientais (estimativas para desativação); custos financeiros e tributários; e demandas jurídicas (trabalhistas, tributárias, rescisões contratuais e encerramento do Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas - CNPJ). Essa etapa é essencial, à medida que a avaliação da desmobilização da usina, permite calcular o valor residual do

empreendimento do ponto de vista contábil e do imobilizado em exercício, sinalizando o valor do ativo ao final de sua vida útil operativa e econômica.

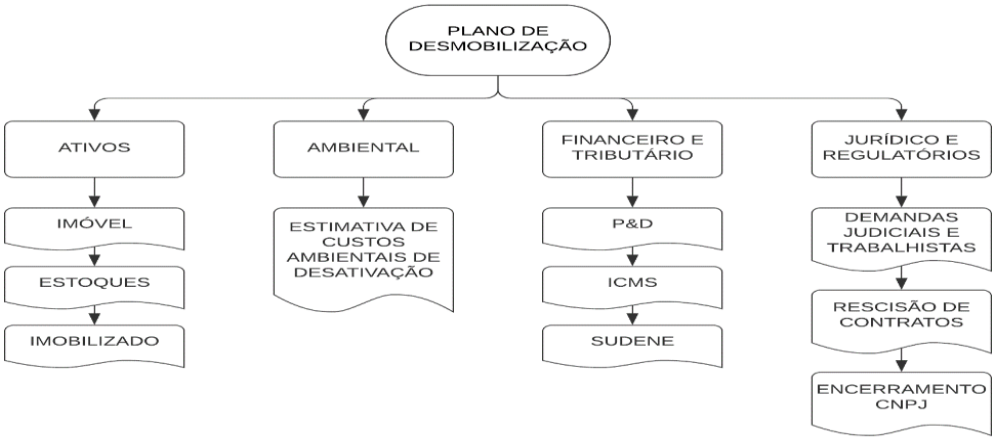


Figura 1 – Plano de desmobilização para término de contrato de concessão

2.3 Demonstrações financeiras

Levantou os dados brutos da Demonstração de Resultado do Exercício (DRE) e Balanço Patrimonial (BP) da usina em que foram tratados, classificados e agrupados em despesas e receitas, encontrando a Receita Operacional Bruta (ROB) e o Resultado Operacional Líquido (ROL). Para avaliação do BP e da DRE utilizou a análise vertical e horizontal, o capital de giro, o índice liquidez corrente, o capital de giro e a depreciação dos ativos.

2.4 Indicadores de avaliação econômica

O Fluxo de Caixa Livre da Firma (Free Cash Flow for the Firm - FCFF), Tabela 1, consiste no fluxo de caixa disponível para a empresa e acionistas livre dos custos de capital. Pode ser aplicado em qualquer empresa, onde é descontado pelo custo médio ponderado de capital para se obter o patrimônio líquido do empreendimento (BODIE; KANE; MARCUS, 2015). A projeção do fluxo de caixa descontado infere o valuation da usina para acionistas após a desmobilização. O processo de análise fundamentalista estimou o Valor Presente Líquido (VPL) da usina, Equação 1, e ao término (Valor Final Líquido)

da desmobilização com base na taxa de desconto pelo o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), Equação 2 (GITMAN, 2010).

Tabela 1 – Estrutura do Fluxo de Caixa Livre da Firma

(+) EBIT (resultado operacional)
(-) Impostos sobre EBIT (IR e CSLL)
(+) Depreciação
(-) Variação de investimentos em ativos fixos (imobilizado e intangível)
(-) Variação da necessidade de capital de giro
(=) Fluxo de Caixa Livre da Firma

Fonte: Assaf Neto (2014)

$$VPL = \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} \quad (1)$$

em que, FC_t é o fluxo caixa anual no período total e t é o número total de anos e o $WACC$ é a taxa de desconto. A taxa requerida é a taxa mínima exigida pelo investidor para aceitar o risco de investimento. Para ser aceito o projeto deve recompensar o valor do capital no tempo. A taxa pode ser empregada conforme inflação, taxa de juros livre de risco vigente ou custo de capital do empreendimento (LAPPONI, 2007). O WACC é a taxa de retorno mínima exigida por credores e acionistas, ponderado de acordo com cada fonte de financiamento e o seu respectivo custo (ASSAF NETO, 2014):

$$WACC = \left(\frac{E}{E + D}\right) Ke + \left(\frac{D}{E + D}\right) Kd(1 - T) \quad (2)$$

onde, E é o Patrimônio Líquido, D é a Dívida Líquida, Ke é o Custo do Capital Próprio, Kd é o Custo do Capital de Terceiros e T é a Taxa Marginal do Imposto, 34% no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 2 mostra os quatro cenários projetados (A, B, C, D) do plano de desmobilização da usina em término do contrato (2024) e desmobilização prevista para 2025. No Cenário A (R$ 56,95 milhões) o mais pessimista computou a venda dos ativos como sucata e alto custo de desmontagem; custos ambientais para desativação e venda de estoques por 20% do disponibilizado pela empresa (base = 30/06/2019). O Cenário B (R$ 83,73 milhões) composto na venda dos ativos por 10% do valor residual (base em 31/12/2024); venda de estoques por 10% (base = 30/06/2019); Melhor cenário para custos ambientais de desativação. O Cenário C (R$ 99,77 Milhões) sendo na venda dos ativos com valor agregado (desmontando as máquinas e vendendo as peças no mercado); Custos de desmontagem; Venda de estoques por 20% (base = 30/06/2019). Já o Cenário D otimista (R$ 125,97 milhões), em que a venda dos ativos considerou melhor cenário com base em estudo realizado por consultoria especializada; Venda de estoques por 20% (base = 30/06/2019); considera aumento dos custos com folha de pagamento pela maior demanda de serviços internamente.

Tabela 2 – Cenários do plano de desmobilização em término do contrato, dezembro/2024, em milhões de Reais (R$ x10^6) corrente

DESCRIÇÃO	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Custo total	**-43,13**	**-19,88**	**-28,63**	**-43,88**
Meio ambiente	-1,20	-0,60	-0,60	-0,60
Demandas Jurídicas	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
Pessoal	-3,60	-3,60	-3,60	-4,80
PDI	-6,70	-6,70	-6,70	-6,70
Seguros	-2,00	-2,00	-2,00	-2,00
Desmontagem do Imobilizado	-18,00	-	-7,00	-18,00
Despesas Operacionais	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Contingência Custos indiretos (5%)	-1,73	-0,80	-1,15	-1,76
Contingência Custos Diretos (20%)	-6,90	-3,18	-4,58	-7,02
Receita total	**106,60**	**126,80**	**155,60**	**203,60**
Caixa Orçado	97,00	97,00	97,00	97,00
Venda de Imobilizados	-	25,00	49,00	97,00

Venda de Estoque	9,60	4,80	9,60	9,60
Tributos a pagar	**-6,52**	**-23,19**	**-27,20**	**-33,75**
Valor líquido	**56,95**	**83,73**	**99,77**	**125,97**

A Figura 2 mostra a proporção dos ativos existentes na usina e há uma grande destinação aos imobilizados (48,46%), devido às máquinas e equipamentos, edificações e outros ativos. Possui um nível elevado de contas a receber (15,62%), disponibilidades em caixa e equivalentes (14,30%) que dão liquidez, o estoque (7,04%) e outros ativos.

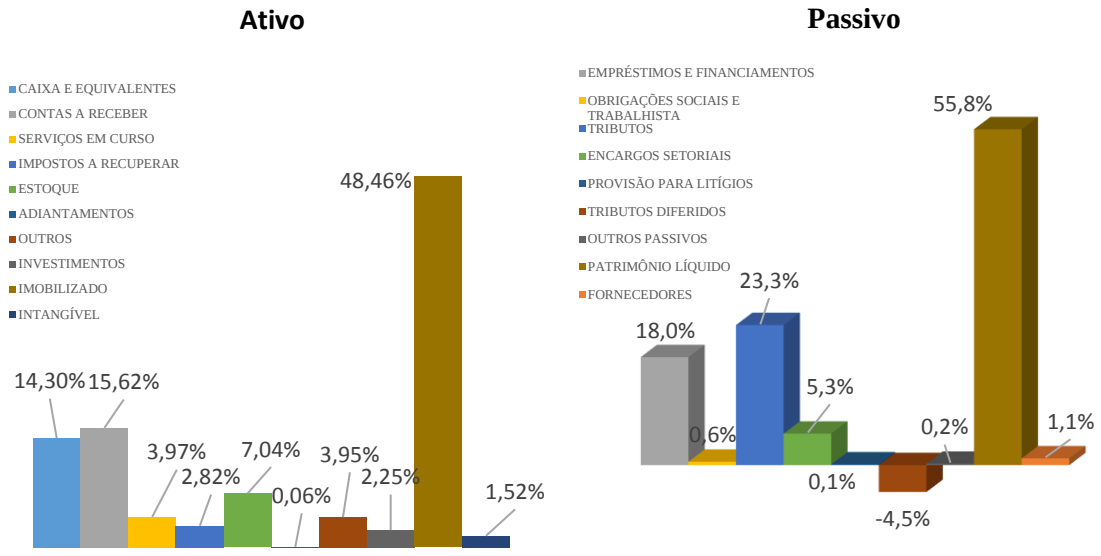


Figura 2 – Estrutura dos ativos e passivos da usina em 2020

No processo de exploração dos custos da desmobilização foi dado maior atenção os grandes ativos (imobilizados e estoques) da usina, tendo em vista, a capacidade de geração de caixa para usina revertendo possíveis prejuízos no término do contrato. Destacam-se as obrigações com os acionistas no patrimônio líquido (55,8%), em segundo lugar os tributos (federais, estaduais, municipais, INSS, FGTS, taxas, imposto de renda e contribuição social) que representam 23,3% e em terceiro lugar empréstimos e financiamentos (18%). Em 2020, o Capital de Giro Líquido (CGL) foi de R$ 439.864.780,02 e o Índice de Liquidez Corrente (ILC) mostra que a usina tem R$ 3,86 (três reais e oitenta

e seis centavos) de bens e direitos a receber para cada R$ 1,00 (um real) de obrigação, consolidando a saúde financeira do empreendimento. A Tabela 3 mostra a composição do ativo imobilizado (Edificações; Máquinas; Veículos; Móveis e utensílios; e Softwares) da usina, de 2011 até 2024.

A Figura 3 mostra os quatros grupos de receitas da usina. No primeiro grupo, por “disponibilidade” onde a usina recebe uma receita fixa para cobrir custos fixos e outra receita variável sempre que é solicitada para gerar energia. Esta última receita é destinada para remuneração de custos variáveis (O&M) e compra de combustíveis. Considerando o período de 2010 a 2020, esse tipo de receita representou aproximadamente 24% da receita total. Por “despacho”, na operação o gerador é obrigado a entregar a quantidade de energia contratada. O valor pago deve cobrir custos operacionais da usina (61% da receita total); e na “revenda”, a usina compra energia no mercado de curto prazo e revende, rendendo 15% da receita total.

Tabela 3 – Total de ativos imobilizados na data base em 31/12/2020

Ativos	**Valor (R$)**
Edificações	36.167.068,26
Máquinas	658.003.273,10
Veículos	270.333,32
Móveis e Utensílios	587.800,73
Software	31.832.243,04
Total de ativos imobilizados	**726.860.718,45**

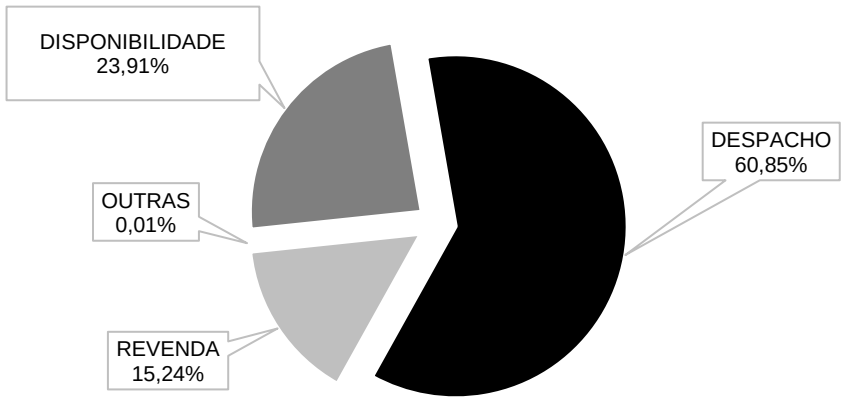


Figura 3 – Participação das fontes de receita da empresa, de 2011 a 2020

A Figura 4 apresenta o fluxo de caixa operacional e o fluxo de caixa livre da firma, incluindo depreciação pela ANEEL (2010 a 2019) e pelo tempo do contrato (2020 a 2024), em milhões de reais (R$ x10^6) moeda corrente. As projeções de 2021 a 2024 elaboradas pela própria empresa, chegando a 2010 a 2024, resultaram em média R$ 106 milhões para o fluxo de caixa operacional e R$ 168 milhões para o fluxo de caixa livre da firma. No operacional visualiza-se os impactos da depreciação utilizando base da ANNEL foram menores no período de 2010 a 2019, visto que o tempo de depreciação são maiores que a base da receita federal. Nos últimos anos (2020 a 2024) a forte incidência da depreciação antecipada, contribuiu para redução dos lucros da usina, em virtude de estratégia adotada pela usina.

Na Figura 4 pode ser observado o Fluxo de caixa operacional e fluxo de caixa livre da firma com depreciação pela ANEEL (2010 a 2019) e pelo tempo do contrato (2020 a 2024), em milhões de reais (R$ x10^6) moeda corrente, de 2010 a 2024.

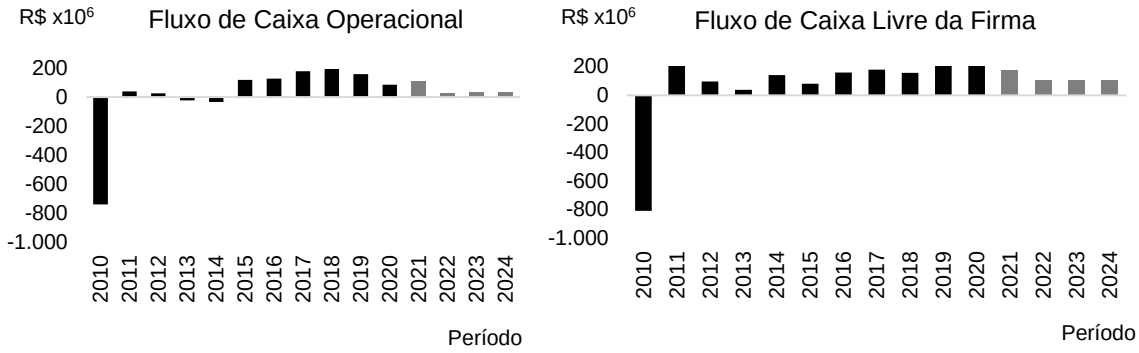


Figura 4 – Fluxo de caixa operacional e fluxo de caixa livre da firma

O fluxo de caixa livre da firma representa o resultado da usina após desconto de todas as obrigações operacionais sobre a receita líquida. Observa-se uma maior estabilidade quando comparada com o fluxo de caixa simples, mesmo adotando estratégias de redução de investimentos em CAPEX, com pouca variação no capital de giro. A Tabela 4 mostra o resultado da avaliação por meio dos indicadores de viabilidade frente à análise dos quatro cenários da desmobilização, no período de 2010 a 2025, considerando o cenário de depreciação contábil total dos ativos até o final de 2024. Para os quatro contextos foram calculados o VPL e TIR. Com o fluxo de caixa livre operacional da usina calculou-se a WACC de 11,15%, que correspondeu a taxa de retorno requerida por credores e acionistas.

Tabela 4 – Indicadores de avaliação econômica considerando o fluxo de caixa livre da firma com depreciação pela ANEEL (2010 a 2020) e depreciação total dos ativos o término do contrato (2021 a 2025), em milhões de reais (R$ x10⁶)

Indicadores	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
VPL	194,451	199,522	202,150	206,499
TIR	15,30%	15,37%	15,41%	15,47%

Vale ressaltar que a estratégia empresarial de zerar a depreciação nos últimos anos descontando menos o capital ao longo do tempo, contribui com uma

melhor avaliação econômica, visto que o contrato de venda de energia encontra-se em andamento. O VPL ficou no intervalo de R$ 194,451milhões (cenário pessimista) e R$ 206,499 milhões (cenário otimista). A TIR variou entre 15,30% a.a. a 15,47% a.a. para os cenários estudados, inferindo ganhos superiores a taxa requerida pelos acionistas e credores (WACC de 11,15%), mostrando êxito contratual do empreendimento em qualquer cenário.

4. CONCLUSÃO

A partir das análises realizadas, conclui-se que, de acordo com os quatro cenários projetados para o plano de desmobilização do empreendimento, foram calculados os indicadores de avaliação econômica TIR, VPL e VFL. A TIR estimada foi superior ao WACC (11,15%), variando entre 15,30% a.a. a 15,47% a.a. O VPL obtive resultado positivo, mostrando aceitação do projeto. Quanto ao VFL, o valor monetário final do empreendimento na data terminal da concessão variou entre R$ 979,410 milhões (cenário pessimista) e R$ 1.008,23 milhões (cenário otimista).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica 34/2021 – SGT-SRM/ANEEL, de 10/03/2021, Atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital. Brasília: ANEEL, 2021.

ASSAF NETO, A. Finanças Corporativas e Valor. São Paulo: Atlas, 2014.

BEIS - BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. Decommissioning of offshore renewable energy installations under the energy Act 2004. 2019.

BODIE, Z.; KANE, A.; MARCUS, A. J. Investimentos. Porto Alegre: AMGH Editora, 2015.

EBN - ENERGIE BEHEER NEDERLAND. Netherlands masterplan for decommissioning and re-use. 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019. Rio de Janeiro, 2020.

GITMAN, L. J. Princípios da Administração Financeira. 12ª ed. Porto Alegre: Pearson, 2010.

INVERNIZZI, D. L. An exploration of the relationship between nuclear decommissioning projects characteristics and cost performance. Prog. Nucl. Energy, pp. 129–141. 2019.

LAPPONI, J.C. Projetos de investimento na empresa. 3. ed. Rio de Janeiro: Campus/Elsevier, 2007.

MALEK, A. B. M. A.; HASANUZZAMAN, M.; RAHIM, N. A.; TURKI, Y. A. A. Techno-economic analysis and environmental impact assessment of a 10 MW biomassbased power plant in Malaysia. J. Clean. Prod, v. 141, p. 502-513, 2017.

MARTINS, I. D.; MORAES, F.F.; TÁVORA G.; SOARES H.L.F.; INFANTE C.E.; ARRUDA E.F.; BAHIENSE, L.; CAPRACE, J.; LOURENÇO M.I. A review of the multicriteria decision analysis applied to oil and gas decommissioning problems. Ocean & Coastal Management, v. 184, 2020.

MIGNACCA, B.; LOCATELLI, G.; VELENTURF, A. Modularisation as enabler of circular economy in energy infrastructure. Energy Pol, v. 139, p. 111371, 2020.

NAO - NATIONAL AUDIT OFFICE. Oil and gas in the UK: offshore decommissioning. 2019.

NEA - NUCLEAR ENERGY AGENCY. Decommissioning of Nuclear Power Plants: Policies, Strategies and Costs. Nuclear Energy Agency, OECD. 2003.

PARENTE, V., FERREIRA, D., SANTOS, E. M., & LUCZYNSKI, E. Offshore decommissioning issues: deductibility and transferability. Energy Policy, p. 1992-2001. 2006.

RAIMI, D. Decommissioning US power plants: Decisions, costs, and key issues. Resources for the Future (RFF). 2017.

APLICAÇÃO E VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UM HOSPITAL VETERINÁRIO

Eduardo Turdera[1]; Gabriel Engelberg[1]

[1]*Universidade Federal da Grande Dourados*

RESUMO

A energia fotovoltaica tem ganhado espaço nos mercados de energia ao longo dos últimos anos, principalmente devido à sua possibilidade de uso em residências para geração própria de eletricidade, de modo que o consumidor se tornaria parcialmente independente da distribuidora de energia, e assim poderia trocar seu excedente de produção de energia por créditos com a sua concessionária local. O objetivo deste trabalho é realizar uma análise da viabilidade técnica e econômica da instalação de painéis fotovoltaicos num hospital veterinário (HV), na cidade de Dourados – MS. Inicialmente foi inspecionado o local para conhecer a área da instalação dos Painéis Fotovoltaicos - PFs. Logo depois foram colhidos dados climatológicos da região, bem como o levantamento do consumo de energia elétrica do HV e os custos para instalação. Para a avaliação econômica utilizou-se os indicadores VPL, TIR, PAYBACK e CAE. Os resultados mostram que o projeto é viável e atrativo economicamente.

Palavras-chave: Painéis Fotovoltaicos; Viabilidade Econômica; Geração Distribuída

ABSTRACT

Photovoltaic energy has gained space in the markets over the last few years, mainly due to its possibility of use in homes for their own electricity generation, so that the consumer would become independent from the energy distributor, and thus can exchange their surplus for credits with your local power utility. The objective of this work is to carry out an analysis of the technical and economic feasibility of photovoltaic panels in a veterinary installation (HV), in the city of

Dourados - MS. The site was inspected to know the area where the Photovoltaic Panels - PFs were installed. Soon after, climatological data from the region were collected, as well as a survey of the electricity consumption of the HV and the costs for installation. For economic evaluation, the NPV IRR, PAYBACK and CAE indicators are used. The results show that the project is viable and attractive.
Keywords: Photovoltaic Panels; Economical Feasibility; Distributed Generation.

1. INTRODUÇÃO

O ano de 2020 foi marcado pela pandemia que ocasionou grandes impactos na economia mundial e nacional. O consumo de energia elétrica em setores relevantes, foi diretamente influenciado por essa crise sanitária, entre eles os setores comercial, público e energético. Contudo, o setor residencial foi um dos mais abalados, em razão das políticas de distanciamento social e *home office* adotado por diversos segmentos da economia nacional. (BEN 2021). Num recorte mais recente, a jornalista Angela Fernanda Belfort (2021) defende que o mundo está se adaptando a esse cenário e voltando a crescer, todavia, o retrato brasileiro acompanha lentamente essa retomada.

A disparada da inflação e a crise energética devido à falta d'água nos reservatórios têm colocado mais usinas térmicas em operação, o que resulta numa conta de energia elétrica mais cara para o brasileiro. Como alternativa para este panorama, tem-se buscado a diversificação da matriz elétrica brasileira. Dentre as opções do mercado está a geração a partir da energia solar fotovoltaica. A usina fotovoltaica é uma tecnologia voltada para a produção de energia elétrica de forma limpa e eficiente, e que tem crescido fortemente no mercado nos últimos anos. Segundo o relatório do Balanço Energético Nacional de 2021, desenvolvido pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), hoje a energia solar representa 1,66% da oferta interna de energia elétrica no Brasil e 1,88% da capacidade instalada do país, conforme é observado na figura a seguir.

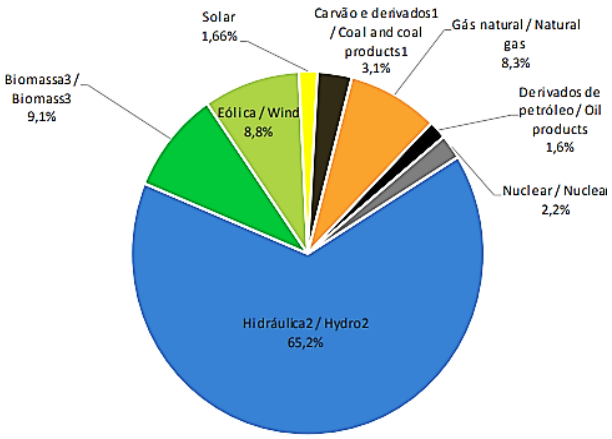


Figura 1 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte
Fonte: (Balanço Energético Nacional 2021 – ano base 2020, MME, 2020).

A Figura 1 também revela a ampla participação das fontes de energia alternativas (renováveis) na matriz energética brasileira, com presença predominante das usinas hidrelétricas, em contrapartida a energia solar detêm pequena parcela, mas tem recebido fortes investimentos e incentivos devido a seu potencial de rentabilidade econômica.

A energia solar pode ser utilizada para a geração de eletricidade pelo efeito fotovoltaico que acontece nas células, através de processos eletroquímicos que transformam a radiação solar capturada pelas placas, em eletricidade. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O sistema fotovoltaico é caracterizado por produzir energia tanto em locais sem acesso a rede de distribuição, onde é utilizado um sistema isolado (*off grid*), quanto em locais com acesso à energia elétrica, onde é empregado o sistema conectado à rede (*on grid*) que possibilita a redução de consumo de energia ou até mesmo é implementado para autoconsumo. Além dos módulos, o sistema fotovoltaico é composto por dispositivos que realizam o controle e a adaptação da corrente elétrica e por dispositivos de proteção, que tornam o sistema gerador robusto e seguro. Estes sistemas são considerados confiáveis e versáteis para a produção de energia. (NEOSOLAR, 2021).

A maioria dos edifícios hospitalares, tendem a possuir um elevado consumo de energia elétrica, que acontece em decorrência de seu

funcionamento ser ininterrupto, ou seja, funcionando 24 horas por dia, durante os sete dias da semana. Assim, os gastos com o consumo de eletricidade no hospital veterinário tendem a ser elevados, abrindo espaço para fontes de geração própria, como a energia solar.

Neste intuito, o objetivo deste estudo é analisar e avaliar a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia solar através de placas fotovoltaicas, em um hospital veterinário do bairro Jardim Manoel Rasslem, na cidade de Dourados, em Mato Grosso do Sul.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser empregados em larga escala, onde grandes usinas de geração solar são construídas em locais afastados dos grandes centros urbanos, e necessitam de linhas e redes de transmissão para atender os consumidores finais, essa modalidade é conhecida como geração centralizada (GC).

Todavia, a produção de energia solar também pode ser aplicada em menor escala, como é o caso sob estudo, onde o sistema é ligado à linha de distribuição da concessionária, e devido ao seu porte e a energia gerada ser consumida no mesmo local é caracterizado como uma geração distribuída (GD).

Os sistemas fotovoltaicos são, resumidamente compostos pelos módulos fotovoltaicos, que produzem energia elétrica em corrente contínua, pelos inversores, que realizam a conversão da corrente elétrica contínua (CC) para alternada (CA), por dispositivos que realizam a proteção do sistema e, um ou mais, medidores de energia.

3. INDICADORES FINANCEIROS

Não há uma regra geral para determinar o a viabilidade econômica de um SFV conectado à rede, pois cada cliente/contratante possui demandas e necessidades específicas, como é o caso sob estudo. A análise financeira deve levar em consideração a expectativa de vida útil mínima, que neste estudo

abrange a durabilidade dos equipamentos, deste modo, o ciclo de vida adotado para este empreendimento é medido em anos, num total de 25 anos.

O fluxo de caixa (FC) indica entradas e transferências financeiras no período fixado, detalhando também a origem de todo o dinheiro e sua aplicação, além do resultado do fluxo financeiro da empresa. Em uma análise de FC comum, identifica-se o capital de giro e o capital de investimento de uma empresa, ou seja, a quantidade de dinheiro disponível para executar operações de negócios e concluir transações.

Todavia, por se tratar de um investimento em geração solar onde, no caso em estudo, não há a entrada de receitas explicitas, apenas capital fornecido para o empreendimento, passou-se a assumir a economia com consumo elétrico diurno, após a instalação do SFV, como receita anual no fluxo de caixa. Desta maneira, o valor recebido em forma de créditos de energia, somado ao capital poupado com o consumo diurno, é tratado como o custo evitado pela aquisição do SFV. Segundo a EVO Brasil Energia, a taxa mínima de atratividade (TMA) para o segmento solar, é definida em 10% a.a. e é tida como o referencial mínimo de retorno desejado sobre o capital investido em SFV.

4. METODOLOGIA

Esse trabalho tem por finalidade apresentar a efetividade da aplicação de um SFV em um hospital veterinário, na cidade de Dourados, a fim de verificar sua viabilidade econômica quando conectado à rede elétrica. O estudo caracteriza-se como uma abordagem quantitativa, uma vez que procura validar uma metodologia, sem partir para a abordagens mais amplas e complexas, como seria o caso de uma pesquisa qualitativa. O levantamento de dados iniciou-se por meio de fotografias do local, que foram capturadas com a câmera de um smartphone. Os dados sobre a insolação da região foram obtidos pelo site do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2021) para a região de Dourados, MS.

A coleta de dados da performance do SFV foi realizada através do monitoramento do inversor de frequência agregado ao sistema, tal levantamento

proporcionou a realização de uma comparação entre o desempenho real obtido *in loco* e as previsões de geração elétrica. O dimensionamento dos PFs, segue a mesma metodologia utilizada pela empresa solar, responsável pela instalação do SFV, em seu dia-a-dia, requer os seguintes parâmetros: dados de consumo de eletricidade do HV, coordenadas geográficas do local e características construtivas da cobertura, uma vez que a durabilidade estrutural e espaço disponível para fixação dos módulos, exercem grande impacto no porte deste sistema. As principais características técnicas do SFV em estudo são mostradas na tabela 1

Tabela 1 – Dados do SFV do hospital veterinário

Área disponível	384 m^2
Área do Painel fotovoltaico (01 unidade)	2256×1133×35mm^2 = 2,56 m^2
Área utilizada Pelos PFs (69 módulos)	176m^2
Inclinação do telhado	12°
Consumo médio Mensal do hv	2.520 kWh/mês
Consumo médio Diurno do hv	46,2 kWh/dia
Consumo médio Noturno do hv	37,8 kWh/dia
Tempo médio de insolação	6,8h
Irradiação média na região	5 kWh/m^2.dia
Potência instalada	36,57 kWp
*Eficiência global do sfv	75%

*Valor adotado para perdas, que envolve cabeamento, equipamentos, inclinação e orientação dos módulos.

A implantação do SFV visa atender o consumo médio mensal, que é de 2.520 kWh e, ainda comercializar o excedente para gerar créditos de energia a serem utilizados no período noturno. Em resumo, quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia a ser utilizado para abater o consumo na fatura do período noturno ou dos meses subsequentes, ou seja, a cada 1 kWh injetado, ganha-se 1 kWh de crédito. Os créditos de energia gerados são válidos por 60 meses. Após o levantamento, foi estimada a geração mensal média do SFV, como é apresentado no Gráfico 1.

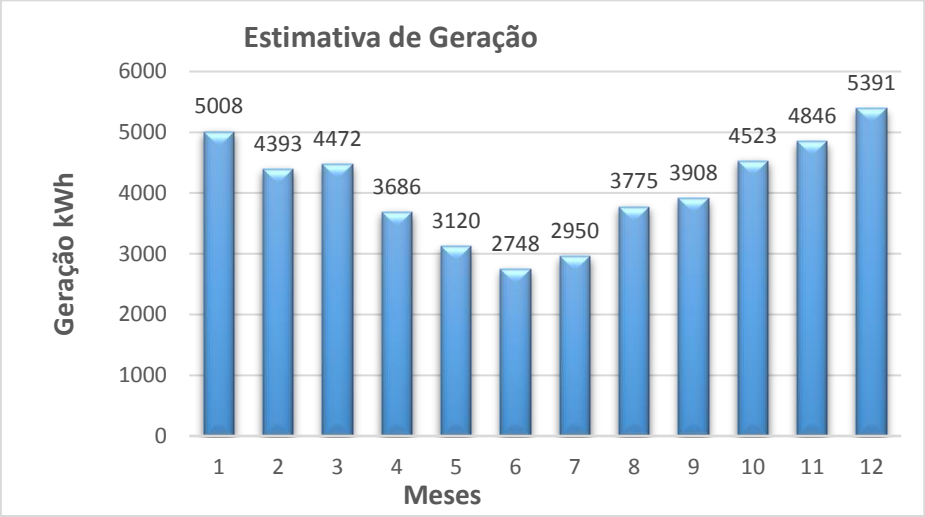


Gráfico 1 – Estimativa de geração de energia do SFV, em kWh/mês

Os dados obtidos mostram que a produção mensal de energia é inferior no meio do ano, devido a menor irradiação solar. A Tabela 2 traz a relação de consumo médio do HV nos doze meses do ano, a geração média estimada e por fim, o excedente resultante da diferença entre o que foi gerado e o que foi consumido, destaca-se nela os meses de junho e julho, onde o SFV não supre o consumo do HV, por se tratar de um período de e menos tempo de insolação.

Tabela 2 – Relação de consumo, geração e excedente do SFV, em kWh

Consumo Médio (em kwh)		Geração Estimada	Excedente
Janeiro	2.029	5.008	2.979
Fevereiro	2.100	4.393	2.293
Março	2.032	4.472	2.440
Abril	2.103	3.686	1.583
Maio	2.201	3.120	919
Junho	2.877	2.748	-129
Julho	3.235	2.950	-285
Agosto	2.751	3.775	1.024
Setembro	2.813	3.908	1.095
Outubro	3.155	4.523	1.368
Novembro	2.788	4.846	2.058
Dezembro	2.157	5.391	3.234
Total	**30.241**	**48.822**	**18.581**

Fonte: (Próprio autor, 2021).

A Tabela 2 mostra que os meses de junho e julho são os únicos em que a geração do SFV não atendeu a demanda do HV, o que significa que para abater este saldo negativo de 414 kWh ou R$ 356,04 (para R$ 0,86 cobrados pela concessionária por cada kWh) para com a concessionária, é necessário recorrer aos créditos de energia gerados nos meses anteriores. No período anterior à esse saldo negativo, o HV obteve 10.215 kWh de energia excedente, ou seja, mais que o suficiente para equalizar a diferença, e deste modo faturar apenas a taxa mínima (valor na conta de luz referente à disponibilidade da rede elétrica para o consumidor utilizá-la).

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O *payback* para o capital investido no SFV, para a Poupança e para a aplicação na taxa Selic é dado por:

$$\boldsymbol{I)}\ PB_{SFV} = \frac{\text{R\$ } 120.940{,}92}{R\$\ 19.422{,}07}$$

$PB_{SFV} = 6{,}22$ anos ou $\cong$ 74 meses.

$$\boldsymbol{II)}\ PB_{poup} = \frac{\text{R\$ } 120.940{,}92}{R\$\ 18.675{,}07}$$

$PB_{poup} = 6{,}47$ anos ou $\cong$ 77 meses.

$$\boldsymbol{III)}\ PB_{taxa} = \frac{\text{R\$ } 120.940{,}92}{R\$\ 18.025{,}12}$$

$PB_{poup} = 6{,}70$ anos ou $\cong$ 80 meses**.**

Contudo, este indicativo econômico não considera os fluxos de caixa gerados depois que o investimento foi recuperado, o que se trata de uma desvantagem, pois após o investimento ter sido recuperado, ele pode gerar lucro, uma vez que o capital gerado era destinado para abater o investimento. Desta forma, a análise financeira necessita de outros indicadores para aferir sua viabilidade. O Gráfico 2 apresenta uma visão ampla do presente e do futuro do capital investido no SFV.

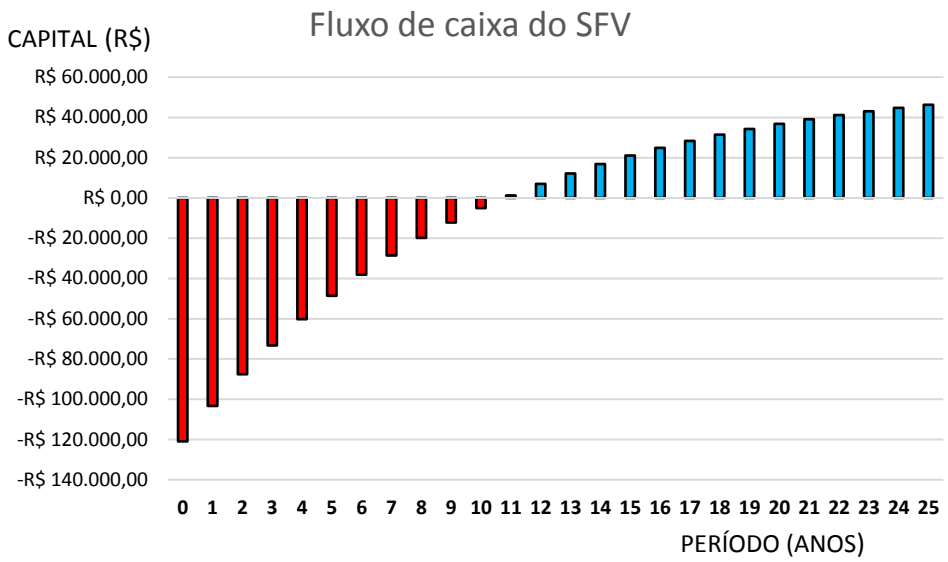


Gráfico 2 – Fluxo de caixa do SFV

O ano zero do FC abrange o capital inicialmente investido, de R$ 120.940,92, que foi pago no décimo ano do ciclo, destaca-se ainda, que em 60% do período analisado (15 anos), o empreendimento apresentou uma boa saúde financeira, no qual o custo anual evitado conseguiu suprir as despesas assumidas e previstas no caixa. Sob está ótica, o investimento é considerado viável, mas quanto a sua atratividade, irá depender da rentabilidade calculada. Assim, os resultados obtidos para o SFV, considerando uma taxa de juros de 10,68% a.a., e um período de 25 anos, foram inseridos na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados da análise financeira do SFV

Item	Valor
Investimento inicial	R$ 120.940,92
Ciclo de vida	25 anos
VPL	R$ 46.277,53
TIR	16%
Despesa líquida evitada (anual)	R$ 19.422
Despesa líquida evitada total (25 anos)	R$ 19.422 x25 anos = 485.550

Fonte: (Próprio autor, 2021).

Os resultados obtidos na Tabela 4 mostram que o investimento se apresenta viável, o que significa que a despesa líquida evitada (R$ 19.422), proveniente de um custo evitado ao não consumir energia elétrica da concessionária, é maior que o gasto anual do investimento no SFV, além de resultar em um VPL positivo, portanto, o empreendimento vale a pena. Segundo os resultados obtidos, o investimento no projeto solar é mais atrativo que uma aplicação na poupança ou pela taxa Selic, considerando o mesmo investimento inicial e dentro do mesmo período, uma vez que obteve uma TIR de 16% a.a, bem superior à 4% a.a da poupança e aos 7,75% a.a da Selic.

A despesa líquida total evitada ao longo dos 25 anos é de cerca de R$ 485.550,00, isto significa que o contratante economizaria este montante ao implementar o projeto solar, que se trata de um cenário melhor do que os retornos financeiros do capital inicial aplicado na poupança (R$ 133.633,73), ou sobre a taxa Selic (R$ 146.687,61). Adiante, os resultados do CAE na Tabela 5. O SFV apresentou um CAE inferior ao da poupança (R$ 11.679,37) e da Selic (R$ 8.326,57), logo, apresenta condições econômicas mais favoráveis à execução do projeto.

Tabela 5 – Custo Anual Equivalente

CAE	
SFV	R$ 5.373,87
CAE viável	SFV

A partir dos dados de monitoramento do inversor de frequência, foi possível comparar a performance real do SFV para os meses de setembro e outubro, com as estimativas de geração do Gráfico 1, os dados fornecidos pelo inversor foram listados a seguir:

Tabela 6 – Resultados coletados do monitoramento do inversor DEYE

Referência	SETEMBRO
Consumo	2.812,80 kWh
Geração	3.870,80 kWh
Desempenho	83,61%
Faturado	R$ 171,82

A Tabela 6 destaca que geração de energia elétrica proporcionada pelo sistema fotovoltaico, obteve um ótimo desempenho, quase 84%, e foi superior ao consumo faturado, isto é, o sistema gerou quase 40% a mais que o consumo do hospital veterinário naquele mesmo período, gerando um bom excedente energético para o mês seguinte.

O valor injetado na rede foi de 2.360 kWh, em decorrência do mês de agosto não ter gerado energia em sua totalidade, uma vez que o sistema entrou em operação no dia 23 e por isso foi desconsiderado da análise. O valor faturado para o mês de setembro, segundo o relatório, foi de R$ 171,82, o que representa 7% do custo com a conta de luz caso não houvesse o SFV, de modo que, o contratante teria que arcar com 100% da fatura de energia (R$ 2.419,01). Para o mês de outubro, o SFV foi influenciado pelo período chuvoso e dias nublados decorrentes do clima da região, mesmo assim, obteve bons resultados, como mostra a Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados coletados do monitoramento do inversor (mês de outubro)

Referência	OUTUBRO
Consumo	3.155,40 kWh
Geração	3.642,40 kWh
Desempenho	72,25%
Faturado	R$ 176,40

No mês de outubro, o SFV gerou menos energia que no mês anterior, tendo um desempenho inferior (72,25%) devido as condições climáticas já citadas, e ainda houve um aumento de 12% no consumo do hospital veterinário. Todavia, a geração foi superior em 15% à demanda, logo também gerou excedente para os meses subsequentes.

A Tabela 8 traz uma relação entre o consumo noturno do HV e a geração de energia excedente pelo SFV, uma vez que o consumo noturno deve ser abatido pela energia excedente gerada durante o dia. A Tabela 8 mostra que em seis dos doze meses do ano, ou seja, metade do ano, o SFV não atende a demanda noturna mensal do HV, tendo que recorrer ao sistema de créditos de energia excedente, que é gerado nos outros seis meses para equalizar essa

diferença. Os dados coletados mostram que nos seis meses em que a demanda não é atendida, o HV gera um débito de 4096 kWh de energia elétrica a ser suprida, enquanto que no restante do ano, o sistema gera 8.313 kWh de energia excedente (crédito), ou seja, ao final do ano, a diferença entre demanda e excedente é positiva, onde o SFV alcança 4.217kWh em créditos de energia. Deste modo, a análise acima demonstra como a energia gerada durante o dia, o excedente é cedido à concessionária, para então abater a demanda noturna do HV e o resultante poder ser trocado em créditos de energia.

Tabela 8 – Saldo final mensal do SFV para consumo noturno mensal, em kWh

Consumo mensal noturno		Crédito Gerado (no Mês)	Saldo final
1	963,8	2.979	2015
2	997,5	2.293	1295
3	965,2	2.440	1475
4	998,9	1.583	584
5	1.045,5	919	-126
6	1.366,6	-129	-1495
7	1.536,6	-285	-1821
8	1.306,7	1.024	-241
9	1.336,2	1.095	-130
10	1.498,6	1.368	734
11	1.324,3	2.058	2209
12	1.024,6	3.234	-241
Total	**14.364**	**18.581**	**4.217**

O relógio bidirecional, fornecido pela concessionária, realiza essa tarefa de medição, tanto do que foi consumido, como do que foi injetado. Então, durante a noite, o hospital veterinário resgata os créditos obtidos ao longo do dia e, dessa forma, evita a cobrança de tarifas mais altas, como a presente nos horários de pico.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados alcançados, corroboraram para que o sistema cumprisse sua função técnica ao gerar a energia mínima necessária, e ainda dispor de uma energia excedente. Ainda, o mesmo se mostrou viável economicamente, vide os resultados para VPL, TIR, *PAYBACK* e CAE, indicadores que mostraram a viabilidade do projeto.

Todavia, é preciso ponderar que foram feitas simplificações nesta análise, de modo que foi realizado a partir de uma estimação baseada em médias de valores de radiação solar na cidade de Dourados, uma vez que o sistema ainda não dispõe de uma amostragem anual de dados para uma análise mais precisa, além da eficiência do sistema como um todo possa ter sido superestimada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Norma Brasileira - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. NBR 16149:2013.

AYRÃO, V. Energia solar fotovoltaica no brasil: Conceitos, aplicações e estudos decaso. *Copper Alliance*, 2019.

BELFORT, Angela Fernanda. Jornal Digital JC. Recife. 2021. Disponível em: <https://jc.ne10.uol.com.br/economia/2021/10/13613592-inflacao-crise-energetica-desemprego-por-que-brasil-destoa-do-mundo-e-nao-consegue-engrenar-mesmo-com-a-pandemia-em-baixa.html> Acesso em 19 de outubro de 2021.

BEN 2021. Balanço Energético Nacional - EPE [Empresa de Pesquisa Energética], Ministério de Minas e Energia. 2021: Ano base 2020. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br Acesso em 06 de setembro de 2021.

BOSCH SOLAR ENERGY AG. Folha de dados Bosch Solar Module e-Si M 60EU3011 7,2011.

EVO BRASIL. Evo Brasil – Energia Fotovoltaica. Página Inicial. 2021. Disponível em: < https://evobrasilenergia.com.br/dourados/> Acesso em 30 de agosto de 2021.

FERREIRA, D. H. do C. Implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na Universidade Federal do Pampa campus Bagé. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Pampa, 2018.

GITMAN, L. J. Princípios de administração financeira. Tradução por Allan Vidigal Hastings. 12 ed. São Paulo: Person Prentice Hall, 2010.

LANDEIRA, Juan Lourenço Fandino. Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

LOSSIO, Bruno Rodrigues Martins. Diagnóstico de um dado sistema fotovoltaico aplicado à região do Lago Sul – DF considerando os aspectos técnicos, econômicos e de políticas públicas. 2015.

NEOSOLAR. Vem pro Sol energia solar. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/vem-prosol-energia-solar.> Acesso em 30 de agosto de 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. 2010.

VILLALVA, Marcelo Grandella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica Ltda, 2012.

WASTE-TO-ENERGY: GERAÇÃO COM SUSTENTABILIDADE

Vinicius Miranda
Eletrobras

RESUMO

Embora a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) tenha sido instituída já a partir de 2010, através da Lei nº. 12.305, muito pouca coisa foi feita desde então no sentido de efetivamente evitar que tais resíduos apenas se acumulem em aterros e locais potencialmente contaminados. Quando se separam os diferentes tipos de resíduos sólidos urbanos (“RSUs”) por tipo, pode-se dar diferentes destinações a cada um deles, mas, quer seja para reciclagem ou reutilização, é importante salientar o aumento da eficiência energética envolvida no processo, uma vez que, no lugar da energia que seria utilizada para produzir um novo produto, gasta-se somente aquela necessária para recuperar produtos recicláveis. Com isto, ainda que de modo complementar, há um aumento da sustentabilidade dos sistemas no qual ela pode se inserir, já que o aproveitamento de resíduos sólidos é um processo de cogeração em que a matriz de resíduos utilizada é sempre produzida ou usada por sistemas para a qual ela pode direta ou indiretamente produzir energia.

Palavras-chave: PNRS; RSU; Eficiência Energética; Sustentabilidade; Cogeração.

ABSTRACT

Although the National Solid Waste Policy (“PNRS”) has been instituted as of 2010, through Law 12,305, very little has been done since then to effectively prevent such waste from accumulating only in landfills and potentially contaminated sites. When the different types of municipal solid waste ("MSWs") are different by type, different destinations can be given to each of them, but, whether for recycling or reuse, it is important to highlight the increase in energy efficiency involved in the process, since, in place of the energy that would be

used to produce a new product, only the one needed to recover recyclable products is spent. With this, although in a complementary way, there is an increase in the sustainability of the systems in which it can be inserted, since the use of solid waste is a cogeneration process in which the waste matrix used is always produced or used by systems for which it can directly or indirectly produce energy.

Keywords: PNRS; MSW; Energy Efficiency; Sustainability; Cogeneration.

1. INTRODUÇÃO

Dentre os principais desafios do planejamento energético, estão a obtenção das matrizes energéticas necessárias à produção de bens e ao fornecimento de energia para o consumo, assim como o tratamento adequado dos resíduos que tais processos podem gerar.

Na prática, a não ser que as matrizes utilizadas sejam renováveis a partir de base hídrica ou eólica, haverá a produção de resíduos, pois mesmo a biomassa, ao ser aproveitada, deixa restos que podem ser reaproveitados, o que demonstra a importância que tem o correto tratamento dos resíduos para a geração complementar de energia (cogeração), evitando o aumento do acúmulo de resíduos e elevando a eficiência energética do sistema.

Outro fato importante é que a produção de resíduos possui uma proporcionalidade social e econômica, pois quanto maior o crescimento demográfico e econômico, maiores serão as produções de bens que, já durante seu processo produtivo, contribuirão para a produção de uma parte dos resíduos, assim como no final de sua vida útil.

Estima-se que haja uma produção diária em torno de 0,5 a 1 kg/hab de resíduos sólidos nos grandes centros, o que representa cerca de 8 mil toneladas a 16 mil toneladas e 11 mil toneladas a 22mil toneladas, respectivamente, nas regiões metropolitanas do Rio de Janeiro e de São Paulo.

O fator médio de capacidade associado às quantidades depende de suas características.

O presente trabalho pretende analisar as políticas que têm sido implantadas no sentido de otimizar o aproveitamento dos resíduos sólidos no mundo e o que o Brasil tem feito neste sentido.

2. PANORAMA ATUAL

Segundo o relatório *What a Waste 2.0* do Banco Mundial publicado em 2018 existe uma previsão de aproximadamente 70% na quantidade de RSU produzida no mundo até 2050, a partir de 2017, ano em que os estudos se iniciaram. Por esse motivo, muitos países procuram realizar o aproveitamento dos RSUs de forma a reutilizá-los, ainda que também possam ser utilizados na produção de energia.

O gráfico abaixo mostra como foi realizada a disposição e o tratamento dos RSUs entre os países analisados pelo relatório acima:

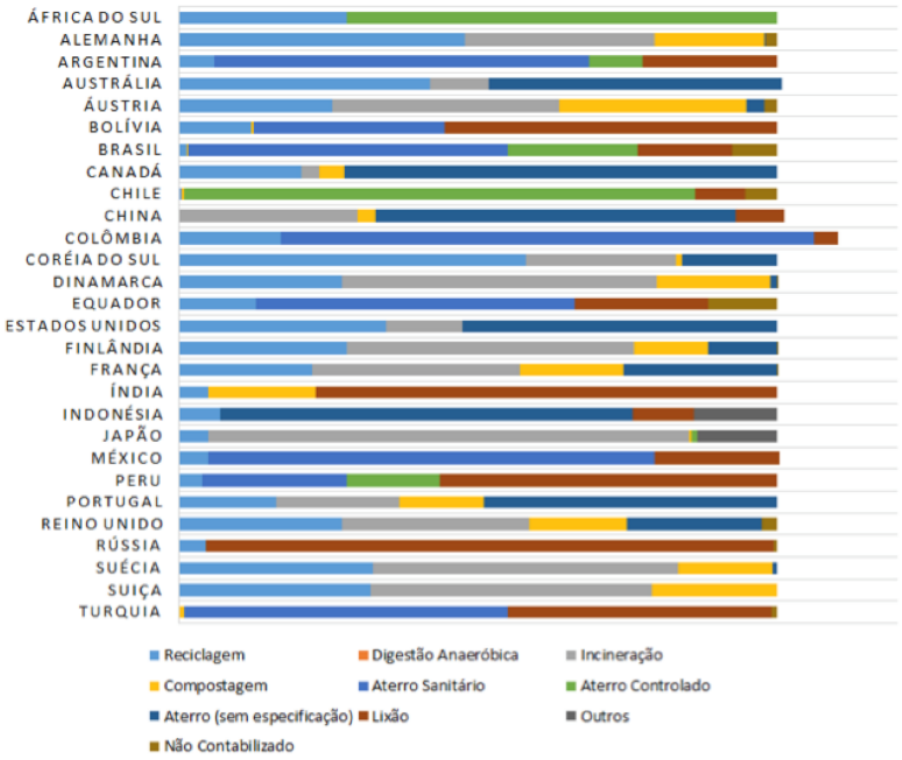


Figura 1 – Como os países realizaram a disposição e tratamento de RSU de 2011 - 2017, por países selecionados. (Fonte: World Bank, 2018)

2.1 Tecnologias Utilizadas

O gerenciamento de RSU pode ser feito de diversas maneiras, mas o que as atuais políticas devem considerar são as estatísticas levantadas no relatório mencionado a respeito das tendências de aumento da quantidade de RSU em nível global, assim como a efetiva capacidade de geração complementar de energia a partir dele.

Portanto, é nas chamadas unidades de recuperação energética ("UREs") que se faz a conversão de tais resíduos em energia aproveitável. A própria energia que é assim gerada também contribui para os outros processos que reduzem a quantidade de resíduos.

A recuperação energética possui uma taxa média de conversão de cerca de 0,6 MWh/ton (ABREN, 2021) de resíduos, mas ela depende da qualidade e da quantidade de resíduos utilizados durante o processo, assim como de qual processo utilizado para tal transformação. De qualquer modo, deve-se levar em conta que, nos processos mais simples, em que os resíduos são aproveitados sem nenhum beneficiamento, dificilmente o rendimento na conversão alcança 25%, já considerado o fato de tratar-se, na maioria dos casos, uma conversão térmica como mostrado a seguir.

Simplificadamente, existem três principais processos (*International Journal of Advanced Science and Research*, 2016):

- Conversão térmica – Através do uso d'água, calor e/ou pressão para conversão de RSUs (orgânicos ou não) em produtos químicos e compostos. O processamento térmico converte plástico e outros materiais similares em moléculas de gás combustível e óleo; já os metais pesados sofrem oxidação;
- Pirólise – Conversão térmica sem oxigênio de materiais que transforma resíduos em combustíveis líquidos ou gasosos, a altas temperaturas (entre 300 e 800º), que são usados para operar motores a vapor;

- Gaseificação – Resulta sobretudo da deposição dos RSUs em aterros cujo adequado manejo permite a separação daqueles resíduos capazes de produzir energia, que pode ser utilizado na própria manutenção do aterro. Além de gerar eletricidade, podem produzir, subsidiariamente, fertilizantes e outros produtos químicos.

2.2 Principais Impactos

A escolha de uma tecnologia dependerá não apenas de seus custos, mas também da eficiência energética e menor externalidade negativa, sobretudo ambiental, considerando que a finalidade deste tipo de geração é precisamente reduzir a quantidade de RSU.

De acordo com a ABREN (2021), estudos do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) indicam que os processos de geração associados aos RSUs produzem, como principais resíduos, emissões de gás do efeito estufa (como gás carbônico e metano) em baixa quantidade, contribuindo assim para a melhoria da qualidade ambiental que outras usinas térmicas convencionais.

Cabe destacar que a produção de RSUs depende dos fatores já mencionados no terceiro parágrafo da introdução. Mesmo assim, esta produção pode cair com o tempo, ainda que tais fatores cresçam, já que atualmente esta taxa média está em torno de 33%, sobretudo para itens de construção não reutilizados. Por outro lado, quando se considera a recuperação energética de tais itens, pode-se chegar a um sistema do porte do projetado para a capital mexicana, considerado atualmente o maior do mundo do tipo *WTE* (“Waste-to-Energy”), cuja capacidade de geração será de 965 GWh/ano a partir do processamento diário de 4.500 toneladas de RSU, de acordo com informações obtidas do *site* <https://www.quimica.com.br/>

3. SITUAÇÃO NO BRASIL

De acordo com o Informe “Potencial de Resíduos Urbanos”, no Brasil, somente cerca de 60% do resíduo coletado tem destinação final ambientalmente

adequada. Ressalte-se que a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS, Lei nº 12.305) considera destinação final ambientalmente adequada a destinação de resíduos que inclui a reciclagem, a compostagem, a recuperação, o aproveitamento energético ou outras destinações admitidas pelos órgãos competentes do Sisnama, do SNVS e do Suasa, entre elas a disposição final (isto é, a distribuição ordenada de rejeitos em aterros), observando normas operacionais específicas de modo a minimizar os impactos.

Outro problema, além de sua destinação, é sua composição, uma vez que a heterogeneidade dos RSUs advém do fato de não se ter implantado previamente uma cultura de coleta seletiva como é feita em muitos países.

Ainda assim, segundo ABREN (2021), apesar do problema qualitativo, considerada somente a quantidade, estima-se que haja um potencial de geração de cerca de 20 TWh/ano com potência instalada de 2,3 GW em *WTE* no Brasil, o que representaria praticamente 3% da demanda nacional.

A figura abaixo mostra o processo de separação e aproveitamento dos RSUs até chegar à produção de energia:

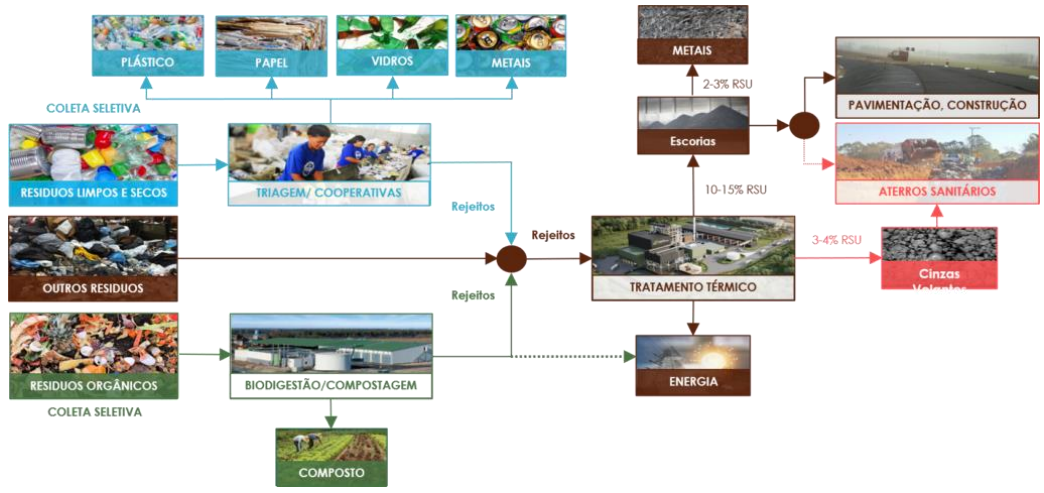


Figura 2 – WTE em sistema de gestão integrado: tratamento térmico dos rejeitos, orgânicos e triagem de recicláveis**.** (Fonte: ABREN, 2021)

Uma vez implantadas, as *WTEs* conseguem suprir o sistema de forma mais eficiente, elevando seu fator de capacidade, pois podem prosseguir operando mais de 8.000 h/ano (91,3% de fator médio).

Apesar do potencial de geração disponível, em 2021, apenas 12 projetos previstos de 315 MW em potência instalada em RSU participaram do leilão A-5, contra quase 100 GW do total de empreendimentos de geração. Isto significa um subaproveitamento de pouco mais de 10% da capacidade de recuperação energética a partir dos RSUs. Ainda assim, apenas um destes projetos venceu o leilão, conforme mostrado na tabela abaixo:

Tabela 1 – Resumo dos vencedores do leilão A-5

Fonte	Qtd de Projetos	Potência (MW)	GF Vendida (MWmed)	Preço Médio (R$/MWh)	Deságio (%)
EOL	11	161,3	27,8	160,4	16,0%
UFV	20	236,4	30,3	166,9	12,6%
HIDRO	1	141,9	27,8	174,3	0,0%
UTE	7	301,2	53,1	271,3	25,7%
RSU	1	20,0	16,0	549,4	14,0%
Total	40	860,8	155,0	238,4	17,5%

Fonte: EPE, 2021

A partir da tabela acima, podem ser feitos três gráficos comparativos a fim de analisar as possibilidades de inserção desta nova matriz no cenário energético nacional para os próximos anos, referidos às respectivas quantidades de projetos aprovados para cada tipo de fonte/matriz:

Gráfico 1

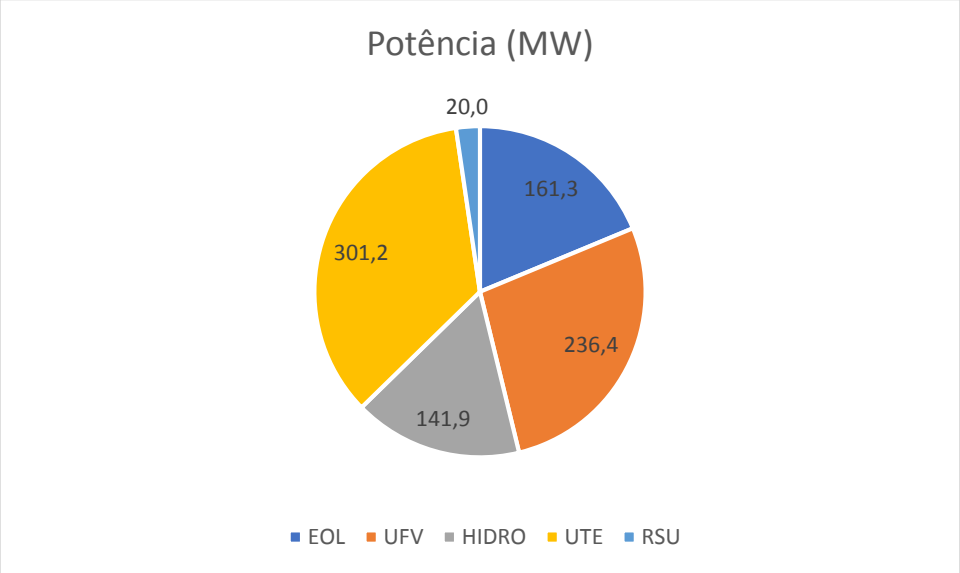


Gráfico 2

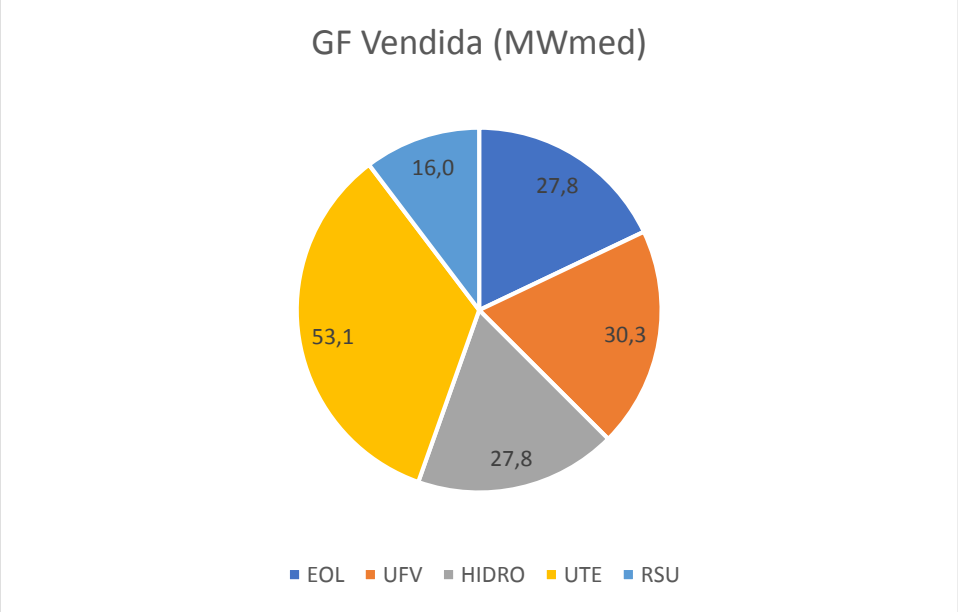
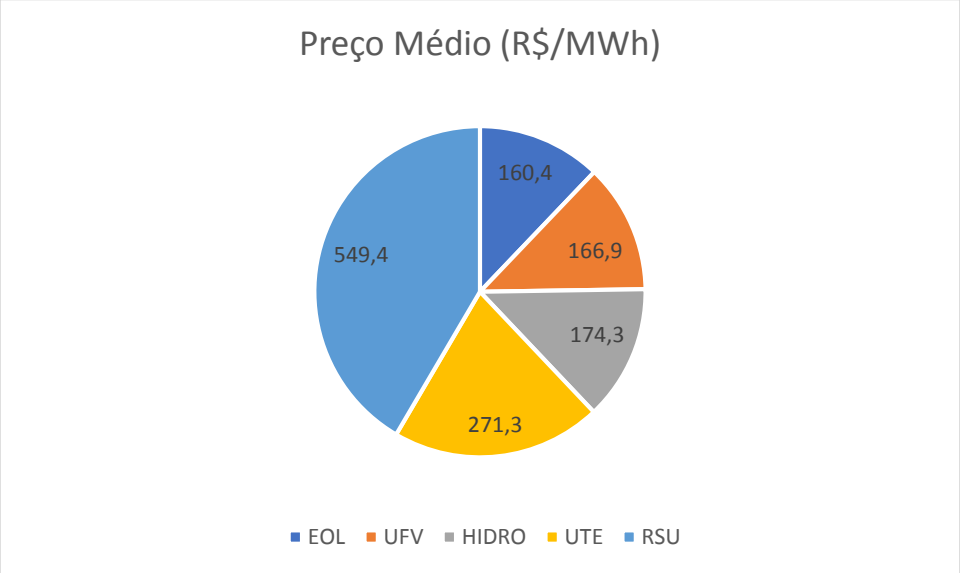


Gráfico 3



Resta claro que, por mais vantagens que possa trazer do ponto de vista ambiental, e ainda que possa apresentar melhor fator de capacidade em relação a outras matrizes, como seria o caso da eólica e da fotovoltaica, a produção de energia através de RSU ainda é pouco viável economicamente, em razão do que já estava contido na tabela 1, mas ficou explícito nos gráficos 1 e 3, ou seja, o maior valor R$/MWh para a menor capacidade de geração instalada.

4. CONCLUSÕES

Embora não tenham sido possível demonstrar empiricamente, no presente trabalho, os diferentes graus de eficiência de usinas WTE, que ratificariam a razão para a adoção desta nova matriz alternativa, ele procurou por seu turno, lançar uma luz no planejamento energético, que é também social e urbano. Considerando uma população mundial estimada atual de 7 bilhões de habitantes e brasileira de 215 milhões de habitantes, de acordo com dados do IBGE, a partir da produção média local considerada de RSU multiplicado pela taxa média de conversão obtida no terceiro parágrafo do item 2.1, “Tecnologias Utilizadas”, observa-se que, no caso brasileiro, principalmente nos grandes centros urbanos, mesmo que apenas metade da quantidade dos resíduos possa

ser processada na produção de energia, isto já significaria um total de cerca de 6 mil toneladas de RSU, na região metropolitana do Rio de Janeiro, e de 8 mil toneladas, na região metropolitana de São Paulo, às quais, aplicando a taxa de 0,6 MWh/ton representaria um potencial de geração suplementar, respectivamente, de 3,6 e 4,8 GWh diários, que, juntos, equivalem sozinhos a cercam de 15% do potencial total estimado de 20 TWh/ano para o País.

Conforme se pôde verificar, a partir do item 3, dada a significativa discrepância de custo-benefício na implantação de usinas WTE, conquanto o sistema apresente sustentabilidade energética, a sua sustentabilidade financeira ainda dependerá de outros mecanismos financeiros (i.e.: Proinfa*), do qual, aliás, já se utilizaram as principais matrizes renováveis em operação atualmente.

Exatamente este motivo ainda serve para explicar o baixo número de empreendimentos em RSU cadastrados no último leilão e apenas um aprovado. *Proinfa – Maior programa do mundo de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), instituído pela Lei nº 10.438/2002, implantou, até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos, constituído por 41 eólicas, 59 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 19 térmicas a biomassa. Juntos, os 119 empreendimentos têm capacidade instalada de 2.649,87 MW, compreendendo 963,99 MW em usinas eólicas, 1.152,54 MW em PCHs e 533,34 MW em plantas de biomassa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREN. Brasil pode ter 2,3 GW e solução de saneamento com usinas WTE (CanalEnergia), 2021. Disponível em : < https://abren.org.br/2021/05/13/brasil-pode-ter-23-gw-e-solucao-de-saneamento-com-usinas-wte-canalenergia/>

ABREN. Lixo é energia – um luxo pouco aproveitado no Brasil, 2021. Disponível em : < https://abren.org.br/2021/02/15/lixo-e-energia-um-luxo-pouco-aproveitado-no-brasil-aupa/>

ELETROBRAS. Proinfa. Disponível em: < https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>

EPE. Informe Técnico – Potencial Energético dos Resíduos Urbanos, 2020

EPE. Leilão de Energia Nova A-5 de 2021, 2021

IBGE. www.ibge.gov.br

INTERNATIONAL JOURNAL OF ADVANCED SCIENCE AND RESEARCH. Latest technologies of municipal solid waste management in developed and developing countries, 2016

WORLD BANK. What a Waste 2.0 : A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050, 2018. Disponível em: https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/30317.

www.quimica.com.br. Geração de energia pela queima de lixo avança – Meio Ambiente. Disponível em: < https://www.quimica.com.br/geracao-de-energia-pela-queima-de-lixo-avanca-meio-ambiente/2/>